NATIONAL ENERGY BOARD
REASONS FOR DECISION

In the Matter of the Application Under
The National Energy Board Act

of

The Manitoba Hydro-Electric Board

February 1985

85-3460/

NATIONAL ENERGY BOARD
REASONS FOR DECISIONS

In the Matter of the Application Under
the National Energy Board Act

of

The Manitoba Hydro-Electric Board

February 1985

© Minister of Supply and Services Canada 1985

Cat. No. NE22-1/1985-9E
ISBN 0-662-13816-3

This report is published separately
in both official languages.

Copies are available on request from:

Secretariat
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 992-3972

Ce rapport est publié séparément
dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Secrétariat
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 992-3972

Printed in Canada

Imprimé au Canada

NATIONAL ENERGY BOARD

IN THE MATTER OF the National Energy Board Act and the Regulations made thereunder; and

IN THE MATTER OF an application made by the Manitoba Hydro-Electric Board (hereinafter called "Manitoba Hydro" or "the Applicant") for an Export Licence under Part VI of the said Act, and filed with the Board under File No. 1923-4/M7-7.

HEARD in Winnipeg, Manitoba on: 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15, 16 November 1984

BEFORE

R.F. Brooks	Presiding Member
J.L. Trudel	Member
R.B. Horner, Q.C.	Member

APPEARANCES

I.A. Blue W.J. Burnett	Manitoba Hydro-Electric Board
W.M. Smith	Alberta Petroleum Marketing Commission
D. Austin	British Columbia Hydro and Power Authority
P. Barsalou C. Henderson G. Bloodworth	Minister of Indian Affairs and Northern Development
J.M. Johnson N. Markettos	Minister of Energy for Ontario
R.H. Crown D. Goulding	Ontario Hydro
G. Armstrong	Saskatchewan Power Corporation
A. Peltz	Consumers Association of Canada, Manitoba
J.W. Wilson	Grand Rapids Special Forebay Committee Inc.
M. Wiebe	Inter Church Task Force on Northern Flooding
C. Gillespie G. Sigurdson	Northern Flood Committee Inc.
D. Rosenbloom	Manitoba Keewatinowi Okimakanak Inc.
G. Filmon	Progressive Conservative Party of Manitoba
D.W. Craik	Himself
B. Silver A. Lansdowne	Manitoba Environmental Council
K. Emberley Dr. W.R. Goddard	The Crossroads Resource Group of Winnipeg
S.K. Fraser	National Energy Board

Table of Contents

	Page
Recital and Appearances	i
Tables	iii
Appendices	iii
Abbreviations Used in Report	iv
Executive Summary	1
Part I — Preliminary Motions	3
Part II — Application	5
1. Background	5
2. Licences Held by Manitoba Hydro	7
3. The Application	9
4. The Power Agreement	11
5. The Evidence	13
5.1 The Manitoba Load	13
5.2 Load Forecast	13
5.3 Generating Capacity and Additions	13
5.4 Load, Supply and Surplus Power and Energy	14
5.5 The Export Market	14
5.6 Offers to Canadian Utilities	14
5.7 Prices and Costs	14
5.7.1 Export Price	14
5.7.2 Applicable Cost in Canada	15
5.7.3 Price of Equivalent Service to Canadians	15
5.7.4 Alternative Cost in United States	15
5.8 Economic Analysis	15
5.8.1 Cost-Recovery Analysis	16
5.8.2 Cost-Benefit Analysis	17
5.9 System Performance	19
5.10 Environmental Impact and Provincial Review Process	19
6. Interventions	21
6.1 Alberta Petroleum Marketing Commission	21
6.2 British Columbia Hydro and Power Corporation	21
6.3 Minister of Indian Affairs and Northern Development	21
6.4 Minister of Energy for Ontario	21
6.5 Saskatchewan Power Corporation	21
6.6 Ontario Hydro	22
6.7 Consumers Association of Canada, Manitoba	22
6.8 Grand Rapids Special Forebay Committee Inc.	22
6.9 Inter Church Task Force on Northern Flooding	22
6.10 Northern Flood Committee Inc.	22
6.11 Manitoba Keewatinowi Okimakanak Inc.	23
6.12 The Progressive Conservative Party of Manitoba	23
6.13 D.W. Craik	23
6.14 Manitoba Environmental Council	24
6.15 The Crossroads Resource Group of Winnipeg	24
6.16 Attorney General for Québec	24
6.17 Hydro-Québec	24

7. Disposition 25

7.1 Surplus 25
7.2 Export Price 26
7.2.1 Applicable Costs in Canada 26
7.2.2 Price for Equivalent Service to Canadians 27
7.2.3 Purchaser's Least Cost Alternative 27
7.3 Economic Analysis 28
7.3.1 Cost-Recovery Analysis 28
7.3.2 Cost-Benefit Analysis 28
7.4 Socio-Economic Considerations 29
7.4.1 Socio-Economic Impact 29
7.4.2 Licensing Conditions 29
7.5 Environmental Impact 31
7.6 Other Considerations 31
7.7 The Board's Finding 32

TABLES

5-1 May 1983 Load Forecast: Peak Demand, Annual Growth Rates, and Energy Requirement

5-2 Advanced In-Service Dates of Stations

5-3 Sale Sequence: Cost-Recovery Analysis Results Submitted by MH

5-4 Sale Sequence: Cost-Benefit Analysis Results Submitted by MH

APPENDICES

1 Map — The Province of Manitoba — Power Sources and High Voltage Transmission

2 Power Agreement — Details of Pricing Components and Penalty Provisions

3 Manitoba Hydro and Winnipeg Hydro Integrated Generating System — 1983/84 Winter Capacity

4 Capacity, Demand and Surplus Power at the Time of the Annual Peak Demand (1993 — 2005)

5 Annual Dependable Capability, Load and Surplus Energy (1993 — 2005)

6 Applicant's Cost-Recovery Analysis — Detailed Results of Sensitivity Analysis

7 Applicant's Cost-Benefit Analysis — Sensitivity Tests on the SOCL

8 Terms and Conditions of Export Licence for Firm Power and Energy — Northern States Power (proposed EL-170)

9 Decision on Preliminary Motions

Abbreviations Used in the Report

For Units of Measurement	
$	dollars (expressed in Canadian funds discounted to 1984 unless otherwise stated)
GW.h	gigawatt hour (1 million kW.h)
km	kilometre
kV	kilovolt
kW.h	kilowatt hour
MW	megawatt
MW.h	megawatt hour
mill	one tenth of a cent (expressed in Canadian funds unless otherwise stated)

For names and expressions	
"ADJ"	Adjustment factor
"Agreement"	The Power Agreement between Northern States Power Company, Manitoba Hydro-Electric Board and Manitoba Energy Authority
"CAC"	Consumers Association of Canada, Manitoba
"CI"	Capital Investment
"Board" or "NEB"	National Energy Board
"NEB Act" or "Act"	National Energy Board Act
"IPB"	Inter-Departmental Planning Board
"LARR"	Levelized Annual Revenue Requirement
"MEA"	Manitoba Energy Authority
"Applicant" or "MH"	Manitoba Hydro-Electric Board
"Manitoba"	Manitoba Hydro-Electric Board and Manitoba Energy Authority
"MEARA"	Manitoba Environmental Assessment and Review Agency
"NSP"	Northern States Power Company
"MKO"	Manitoba Keewatinowi Okimakanak Inc.
"OH"	Ontario Hydro
"SPC"	Saskatchewan Power Corporation
"SDR"	Social Discount Rate
"SOCL"	Social Opportunity Cost of Labour

Executive Summary

Note: This summary is provided solely for the convenience of the reader and does not constitute part of these decisions or the reasons for them.

The Application

In August 1984, the Manitoba Hydro-Electric Board (MH) applied to the National Energy Board (the Board) for a licence to export electric power and energy to Northern States Power Company (NSP), a United States electric utility supplying the area centred on Minneapolis, Minnesota. The licence requested was for 500 MW of firm power and 4392 GW.h of firm energy (equivalent to 500 MW at a capacity factor of 100%), in each 12-month period from 1 May 1993 to 30 April 2005. The sale would be in accordance with an agreement dated 14 June 1984 between NSP, MH and the Manitoba Energy Authority, the latter a recently formed provincial crown corporation authorized to negotiate purchases and sales of electric energy.

A hearing on MH's application took place in Winnipeg, Manitoba in November, 1984.

The Board's Finding

In its Decision the Board found that the power and energy to be exported were surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements, and that the prices to be charged were just and reasonable in relation to the public interest. The Board stated that, having had regard to all other considerations that appeared to it to be relevant, it was prepared to issue a licence authorizing the export to NSP of firm power of up to 500 MW and firm energy of up to 3405 GW.h per consecutive 12-month period from 1 May 1993 to 30 April 2005.

Background

The export price would comprise separate charges for capacity and energy. The capacity charge would be based on NSP's avoided cost, specifically NSP's share of the actual capital cost of a new coal-fired generating unit in Minnesota from which NSP is scheduled to receive power beginning in 1988; the capital cost would be escalated to 1993, the date of commencement of the export. The capacity charge would be adjusted to account for the shorter duration of the proposed export compared to the expected life of the coal-fired unit. The energy charge would also be based on NSP's avoided cost, specifically its share of all fixed and variable operating costs of the same coal-fired unit, these costs being used to derive the unit price of the energy exported. All charges would include provision for escalation.

Manitoba Hydro proposes to advance the in-service dates of three hydro-electric stations on the lower Nelson River in order to have sufficient capacity to meet the proposed export requirements along with its domestic load. The cost to MH of the export would be that associated with advancing the in-service dates of the three stations, plus the operating costs associated with producing the energy for export. An MH analysis indicates that revenues from the export sale would exceed costs by about $400 million expressed in present value 1984 dollars. MH also carried out a social cost-benefit analysis to estimate the benefits and costs applicable to Canada as a whole in comparison with the commercial benefits accruing to MH. The resulting estimate of benefits to Canada is of the order of $163 million in present value terms.

The expected environmental impact of the export would be minor, being related largely to the timing of construction of generating facilities; the stations would be required whether or not the export occurs. Any operational effects resulting from the export would be small and possibly beneficial.

Major Issues

Some of the major issues raised by intervenors, and the Board's views on them, are summarized below:

1. The Saskatchewan Power Corporation requested that the energy associated with the firm power be limited to a 75% annual capacity factor, or alternatively, that any quantity of energy above the base amount associated with the firm power at a capacity factor greater than 75% be authorized as interruptible. The

Board's view is that MH did not adequately justify its need for a licence to export power at up to a 100% capacity factor. The Board decided that a licence permitting a maximum annual energy limit of 3405 GW.h, corresponding to an annual capacity factor of 78%, would provide sufficient flexibility for MH to meet its contractual commitments and at the same time would not prejudice other Canadian utilities.

2. A number of the intervenors were concerned about the effect of the hydro-electric construction projects on Indian bands. Two groups, who represent most of the Indian bands of northern Manitoba, requested that the Board condition the licence to ensure that Indian communities would benefit from the construction projects, particularly with regard to employment and business opportunities. While the Board recognizes and is sympathetic to the concerns of the native groups, it did not consider it appropriate to impose the requested terms and conditions in the export licence. In the Board's view, given the limited nature of the export application, there are other more appropriate forums for resolution of the native groups' concerns.

3. The Consumers Association of Canada, Manitoba (CAC) took the position that MH had not sufficiently explored other methods of supplying future domestic plus export requirements. This position was shared by other intervenors. In the circumstances of this case, the Board was of the view that it was not called upon to decide whether the Applicant had selected the best option to supply its future requirements. The Board noted, however, that its assessment of the export licence application had not revealed anything wrong with the MH generation expansion plan.

4. One of the intervenors suggested that the appropriate costs to be assessed against the export might be a share of the total costs of the construction of the three planned hydro-electric stations and all the preceding developments associated with the Lake Winnipeg Regulation and Lower Nelson Diversion Projects. In the Board's view, since the only change in MH's generation expansion plans required to make the export is the advancement of the construction of these three stations, the costs associated with their advancement are the appropriate costs to be assessed against the export.

5. Several intervenors expressed concern that the economic and financial risk associated with the export sale had not been adequately assessed. The Board recognizes that some level of risk is always present in any major undertaking, and it is satisfied that there was sufficient evidence to show that the risks associated with the proposed export were adequately examined by the Applicant and found to be within acceptable bounds.

6. Two of the intervenors expressed concern that because the purchase agreement provided that the Manitoba Energy Authority was to collect the export revenues, there was no guarantee that the export revenues would be used to recover MH's advancement costs. The Board notes that it is not so much concerned with how export revenues are allocated to recover their applicable costs in Canada but rather with the question of whether these revenues would indeed provide benefits to Canada. In this case the Board was satisfied that the revenues from this export would accrue to the benefit of not only Manitoba but also Canada as a whole.

Part I — Preliminary Motions

Introduction

On 11 September 1984, the Board issued Order No. EH-6-84 setting down for public hearing commencing 5 November 1984, the 1 August 1984 application of MH under Part VI of the National Energy Board Act (the NEB Act) for a licence authorizing the export of power and energy to NSP.

Decisions on Preliminary Motions

At the opening of the hearing, the Board was advised that parties had a number of preliminary motions which they wished to raise. The Board heard argument on these motions on 5 and 6 November 1984.

The Board granted, in part, applications from the Northern Flood Committee (NFC), the CAC and the Minister of Indian Affairs and Northern Development for additional information to be provided by MH. The Board's ruling on these motions is set out at pages 284 to 305 of the transcript of the proceedings.

The Board dismissed two motions or preliminary objections raised by the Manitoba Keewatinowi Okimakanak Inc. (MKO). In summary, MKO argued that the Manitoba Energy Authority (MEA) which, with MH, was signatory to the agreement with NSP, did not have the legal authority to enter into such an agreement. MKO argued, therefore, that the contract before the Board was invalid and that the proceedings should not continue. In the alternative, MKO argued that if the MEA did have the power to become a signatory to the agreement in question, MEA should be before the Board as an applicant in the proceedings. The Board's decision on these two preliminary motions is shown in Appendix 9 of these Reasons for Decision.

Part II — Application
Chapter 1
Background

The Applicant, MH, is a Crown Corporation established in 1949 by the provincial legislature. It has broad powers to provide electric power throughout the province and operates under the Manitoba Hydro Act, being Chapter 190 of the Revised Statutes of Manitoba.

The MEA is a Crown Corporation established in 1980 by the provincial legislature under the Manitoba Energy Administration Act, being Chapter 80 of the Revised Statutes of Manitoba. MEA has the authority to negotiate on behalf of the Province of Manitoba for the purchase and sale of electric energy. MH requires the approval of MEA before it can export.

MH is the fifth largest generating utility in Canada. It distributes electricity to consumers throughout the province except for the central portion of Winnipeg which is served by the city-owned Winnipeg Hydro. MH and Winnipeg Hydro operate as an integrated electrical generation and transmission system. MH is a liaison member in the Mid-Continent Area Power Pool. A map illustrating the major facilities of the integrated system as of 1984 is shown in Appendix 1.

The integrated system generation is composed of hydraulic generation with a winter capacity of 3644 MW, coal-fired thermal generation with an operating capacity of 369 MW, and 27 MW of diesel and gas generation. The isolated diesel generation totals 24 MW. MH also has an agreement to purchase 300 MW of winter peaking capacity from NSP until 30 April 1993. Under adverse water conditions MH also has the right to purchase up to 1500 GW.h from NSP and up to 500 GW.h from the Minnesota Power and Light Company in any year. The integrated system firm peak demand for 1983/84 was 2889 MW with a firm domestic energy demand of 14 388 GW.h.

MH operates alternating current transmission lines at voltages of 138 kV, 230 kV and 500 kV, as well as a major north-south high voltage direct current (HVDC) tie at ± 500 kV linking the Nelson River stations to the load centres at Winnipeg. The Applicant has three 230 kV interconnections with Saskatchewan Power Corporation (SPC) as well as two 230 kV and one 115 kV interconnection with Ontario Hydro (OH). MH also operates two 230 kV, one 500 kV and two lower voltage interconnections with United States utilities, viz. NSP, Minnkota Power Cooperative, Otter Tail Power Company and Minnesota Power and Light Company.

Chapter 2
Licences Held by Manitoba Hydro

MH currently holds seven export licences designated EL-97 to EL-103; these terminate on 31 October 1992 with the exception of EL-99 which extends to 30 April 1993. Two of these are interruptible licences: EL-97 with an energy limit of 19,500 GW.h over the 13-year term of the licence, and EL-103 with an energy limit in any consecutive 12-month period of 12,000 GW.h less any amounts exported under all other licences during that period.

Four of the MH licences are for firm power exports. Summer peaking capacity is exported under licence EL-98 with a capacity limit of 200 MW and an energy limit of 876 GW.h per year. Seasonal diversity capacity is exported under licence EL-99 with a capacity limit of 300 MW and an energy limit of 262.8 GW.h per year. EL-102 is a short-term firm licence with a capacity limit of the lesser of 800 MW or the surplus capacity of the licencee's system, and an energy limit, in any operating year, of the lesser of 5000 GW.h or the sum of 65% of the energy surplus plus any energy imported as a return of energy exported. Storage transfers are allowable under Firm licence EL-101 which has an energy limit of 2500 GW.h in any consecutive 12-month period.

MH also holds carrier transfer Licence EL-100 with an energy limit of 800 GW.h in any consecutive 12-month period. This licence authorizes MH to transfer power or energy wheeled from one utility for delivery to a third party or to the originating utility.

Chapter 3
The Application

By application dated 1 August 1984, MH requested a firm export licence to sell to NSP a maximum of 500 MW of firm power with a maximum of 4392 GW.h of energy, (equivalent to 500 MW at 100% capacity factor) in each 12-month period from 1 May 1993 to 30 April 2005 in accordance with the 14 June 1984 Power Agreement between NSP and MH and MEA (hereafter MH and MEA are jointly referred to as "Manitoba" and the Power Agreement is referred to as the "Agreement"). MH also sought approval of the Agreement.

The Agreement calls for Manitoba to export 500 MW of power at 75% capacity factor, equivalent to 3285 GW.h of energy per year, on a take-or-pay basis. Under MH's load growth projections, this obligation requires the advancement of the in-service dates of the next three generating stations. The export would take place over existing international power lines. The supply of this export load would be given priority over the supply by MH of all other loads except for MH's firm Manitoba load subject to certain limitations as defined in the Agreement.

Chapter 4
The Power Agreement

The Agreement between NSP and Manitoba was signed on 14 June 1984 but is subject to obtaining the necessary approvals of the NEB and any regulatory body having jurisdiction with respect to NSP. Its term would run until 30 April 2005.

The Agreement states that Manitoba shall sell and NSP shall purchase 500 MW of firm power for the 12-year period from 1 May 1993 to 30 April 2005. Subject to the limits outlined below, the power is to be available to NSP on at least a 75% annual capacity factor, equivalent to 3285 gigawatt hours on an annual basis.[1] The parties may mutually agree on a different schedule in any given year. Manitoba has the right to limit the capacity factor to a maximum of 80% in each summer month, May through October, and 75% in each winter month, November through April. Deliveries may be reduced due to unavailability of transmission line capacity or generating units at Limestone or due to a lack of sufficient capacity on the MH system to meet its firm domestic requirements. The minimum hourly delivery scheduled at any time during the term of the Agreement is to be 150 MW or as otherwise agreed between the parties.

The price of the capacity and energy purchased by NSP from Manitoba is based on 80% of the cost to NSP of the capacity and the energy received from the Sherburne County unit 3 (Sherco 3) coal-fired generating plant, the capacity cost being escalated to a May 1993 value; the capacity charge is adjusted to reflect the fact that the contract term is shorter than the expected life of the Sherco 3 plant. The Agreement contains provisions for payment of a penalty by NSP should that utility not take the scheduled annual amount of energy, and of a penalty by Manitoba should Manitoba not deliver the scheduled amount in any Contract Year. A Contract Year runs from 1 May to the following 30 April. Appendix 2 outlines the details of pricing components and penalty provisions under the Agreement.

The Agreement contains a provision that, in the event of adverse water conditions in Manitoba's watershed, NSP shall sell to Manitoba a maximum of 1500 GW.h of energy in any 12-month period. Manitoba is to pay an amount equal to NSP's cost of providing such energy, plus the greater of the average percent mark-up NSP received from energy sales to United States utilities during the previous 12-month period or 10 % of NSP's cost of providing such energy.

All payments between the parties to the Agreement are to be in United States dollars.

[1] 3294 GW.h in a leap year.

Chapter 5
Evidence

5.1 The Manitoba Load

In the fiscal year 1 April 1983 to 31 March 1984, the Manitoba annual peak demand was 2889 MW and the annual energy load was 14 387 GW.h. According to the MH Annual Report, for the year ending 31 March 1984 the Applicant served 333 585 customers. These included 293 620 residential and farm customers and 39 965 power and general service[1] customers.

5.2 Load Forecast

MH prepares a load forecast once a year as the initial input into its annual planning cycle. To forecast the residential market MH applies econometric modelling and modifies this to incorporate current municipal planning. For the farm market, MH extrapolates the recent trend and modifies it to account for known developments. For the commercial and industrial markets, MH extrapolates growth by industry type based on historical reaction to economic conditions and anticipated customer activities.

MH based its application on its May 1983 load forecast[2]. Table 5-1 shows some of the peak demands, projected growth rates, and annual energy requirements:

Table 5-1

May 1983 Load Forecast:
Peak Demand, Annual Growth Rates and Energy Requirement

	1983-84	1993-94	2004-05
Peak Demand (MW)	2 889	3 946	5 138
Average annual growth rate from 1983-84:		3.2%	2.8%
Annual Energy Requirement (GW.h)	14 387	18 999	24 697
Average annual growth rate from 1983-84:		2.8%	2.6%

[1] General service includes both commercial and small industrial.

[2] This forecast is commonly referred to by the Applicant as its 3.1% load growth forecast. The figure of 3.1% is the weather-adjusted average annual growth rate from 1982/83 to 1992/93. The forecast also includes both a Low Load Growth Scenario of 2.0% and a High Load Growth Scenario of 4.0%.

In response to an information request, the preliminary June 1984 load forecast was filed by MH. A witness stated that this forecast was not available at the time the application was prepared but any changes in the forecast load growth were within the range of the sensitivity tests which are included in the application. This forecast predicted slightly lower growth rates in the long term compared with the May 1983 load forecast.

5.3 Generation Capacity and Additions

As of January 1984, MH's dependable annual energy capability was 20 875 GW.h and its total installed generating capacity including stations owned by Winnipeg Hydro was 4064 MW, consisting of 3644 MW of hydraulic generation and 420 MW of thermal generation. These resources are summarized in Appendix 3.

In addition to these indigenous resources, MH has interconnections with utilities in Saskatchewan, Ontario, and the United States. These ties enable MH to make power transfers which contribute to the economy and reliability of its system. The evidence indicated that the total intertie capability was approximately 1375 MW.

MH presently participates in a 300 MW summer/winter diversity exchange with NSP which provides each system with additional capacity for meeting peak demands. MH does not intend to continue this exchange after the export licence expires in 1993. However, testimony at the hearing indicated that it is MH's intention to negotiate another diversity exchange similar in type to this existing arrangement with NSP. According to a witness it would be more beneficial for MH to conduct such a diversity exchange with utilities in Nebraska than with NSP.

MH submitted to the Board a schedule of planned capacity additions required to meet the domestic load and to permit the firm export to NSP. This expansion plan, which is based on the May 1983 load growth forecast, provides for the installation of three new hydro-electric stations to meet domestic loads and indicates that the in-service dates of these stations would have to be advanced in order to meet the additional NSP firm export load. This advancement is summarized in Table 5-2:

Table 5-2

Advanced In-Service Dates of Stations

Station Name	Station Capacity	In-Service Date (No export)	In-Service Date (NSP export)
Limestone	1260 MW	1992-1994	1990-1992*
Wuskwatim	350 MW	1998-2000	1995-1996
Conawapa	1300 MW	2002-2004	1998-2000

* Limestone advancement includes one year extra (from 1991 to 1990) to allow MH to make additional interruptible sales under existing export Licences.

5.4 Load, Supply and Surplus Power and Energy

Appendix 4 shows, for each year of the requested licence period, MH's estimates of power capacity, domestic and firm export demand, and the resulting surplus power. Appendix 5 shows, for each year of the requested licence period, MH's estimates of annual dependable energy capability, domestic and firm export load and the resulting surplus energy. The power capacity and energy capability figures are based on the generation expansion plan which includes advancement of the in-service dates of the Limestone, Wuskwatim and Conawapa stations to meet the NSP firm export load. The domestic power demand and energy load are based on the May 1983 load forecast.

The monthly statements given in the application and used to prepare Appendix 4 indicate that the annual peak demand would most likely occur in January and the minimum power demand would most likely occur in August. For the month of January, the critical year of the proposed period is 1995/96 where the surplus capacity, after supplying the domestic load, is projected to be 599 MW. An analysis of the data in Appendix 5 indicates that the minimum dependable annual surplus energy after supplying the domestic load also occurs in 1995/96 and is projected to be 5955 GW.h.

5.5 The Export Market

Northern States Power Company and its subsidiaries are collectively known as NSP. NSP is a part of the Mid-Continent Area Power Pool and serves customers in the states of North Dakota, Minnesota, Montana, South Dakota, Iowa, and Michigan. The Mid-Continent Area Power Pool provides for an overview of the planning and operating activities in the region with respect to reliability. Operationally it functions as a power pool for its member utilities.

NSP generates, transmits and distributes electric power to nearly 1.2 million customers centred on Minneapolis, Minnesota. In 1983 NSP's total installed capacity was 6071 MW at the time of the annual peak, which was 5389 MW and occurred in July. Firm system purchases of capacity totalling 500 MW from MH contributed 9.3% to the load meeting capability at the time of the annual peak. During that year, in addition to its own generation, NSP obtained approximately 5800 GW.h or 19% of its energy requirements from MH.

NSP is interconnected with MH by one 230 kV line and one 500 kV line with a total transfer capacity of about 1175 MW. In the United States these lines have joint ownership, with NSP owning about 1090 MW of capacity.

To meet forecast increases in demand, NSP is participating in the construction of the 800 MW Sherco 3 coal-fired unit to be located in Sherburne County, Minnesota (NSP's share is 472 MW). This plant is due to be placed in service at the beginning of 1988. Following that, additional load growth would be satisfied by adding additional coal-fired capacity.

NSP has stated that the intent of the new purchase from MH is to permit the deferral of a coal-fired addition which would otherwise be needed in 1993 to meet NSP's projected peak demand plus reserve requirements. This new purchase would replace the current 200 MW summer capacity purchase and 300 MW diversity exchange which expire in 1993 and would also provide 500 MW of additional capacity in the winter. The plant that NSP would defer is a 500 MW lignite- burning unit in North Dakota.

5.6 Offers to Canadian Utilities

On 27 July 1983, the Applicant sent identical letters of offer to OH and SPC, enclosing a copy of the Power Agreement between NSP and Manitoba dated 14 June 1984 as well as pricing information on the expected costs of NSP's alternative source of energy.

By letter dated 1 November 1984, in response to MH's offer of the firm power and energy proposed for export, OH stated that "the purchase is not economic to OH". In a letter dated 31 October 1984, SPC stated, among other things, that it "would not require any portion of the firm power and firm energy" to be sold to NSP provided it would be assured by MH that MH would be able to supply a firm commitment of up to 300 MW to SPC during a time frame similar to that of the proposed export. In a letter dated 8 November 1984, MH provided this assurance to SPC.

5.7 Prices and Costs

5.7.1 Export Price

The prices to be charged by Manitoba for delivery of capacity and energy pursuant to the Power Agreement with NSP are determined by capacity and energy pricing formulae. The general basis for pricing is the cost to NSP of capacity and energy from its share of the Sherco 3 generating unit scheduled to be completed in 1988.

Capacity Pricing

Manitoba is to bill NSP monthly beginning 31 May 1993 for the 500 MW capacity purchase as follows:

Monthly Capacity Bill($)[1] = 1/12 × 0.8 × 500 000 × CI × LARR × ADJ

Where: CI is the Capital Investment in Sherco 3, escalated to 1 May 1993, expressed in $/KW;
LARR is the Levelized Annual Revenue Requirement; and
ADJ is an adjustment factor which reflects the fact that the contract term is shorter than the expected life of Sherco 3;
all as defined in the Power Agreement.

According to a witness the adjustment factor ADJ is to compensate NSP for the effect of inflation on the cost of a new thermal plant installed in 2004 instead of 1993.

Energy Pricing

Manitoba is to bill NSP monthly beginning 31 May 1993 for the energy purchased as follows:

Monthly Energy Bill ($)[2] = 0.8 X (fixed operating costs of Sherco 3 + variable operating costs of Sherco 3);

Where: the fixed and variable operating costs are as defined in Schedule 2 of the Power Agreement.

Estimated Prices

According to estimates in the application, the average annual combined price for capacity and energy will increase from 67 mills per kW.h in 1993 to 98 mills per kW.h in 2004-05[3]. These estimates are based on an annual delivery of 3285 GW.h in each year of the 12-year term. According to the evidence, the price for any deliveries of energy in excess of 75% capacity factor would be equivalent to 80% of the variable operating costs of Sherco 3. A witness stated that in 1993 the energy price would be equivalent to 80% of the cost of fuel. The cost of fuel in 1993 was estimated to be $27.85 per MW.h (United States 1993 $).

[1] Refer to Appendix 2 for a detailed description of the components of the capacity pricing formula.
[2] Refer to Appendix 2 for a detailed description of the components of the energy pricing formula.
[3] Prices are in current Canadian $.

5.7.2 Applicable Cost in Canada

According to the Applicant's cost-recovery analysis, the costs associated with the export would be the costs of advancing the Limestone, Wuskwatim and Conawapa stations, plus the operating costs associated with producing the energy for export. These costs are estimated by the Applicant to be $305 million.

The Applicant's cost-benefit analysis describes the social costs and benefits of the project. This cost-benefit analysis is described in some detail in the Economic Analysis section of this Chapter.

5.7.3 Price of Equivalent Service to Canadians

The responses of both Ontario Hydro and Saskatchewan Power Corporation to MH's offers of the power and energy proposed for export indicated that neither utility was interested in the firm power and energy offered at the proposed export price[4]. The evidence showed that the proposed export price of from 67 to 98 mills per kW.h over the life of the contract would far exceed MH's domestic rates for large industrial customers of approximately 20 mills per kW.h in 1984 and 34 mills per kW.h estimated for 1993[5]. Counsel for MH stated that an industrial customer is a customer that would take power at "something similar but not at this particular service...".

5.7.4 Alternative Cost in United States

The evidence showed that NSP's least cost alternative is a lignite coal-fired plant in North Dakota which would have costs equivalent to 94% of the Sherco 3 costs in 1993 and 86% in 2004.

5.8 Economic Analysis

The economic analysis of the proposed firm export sale to NSP submitted by MH included both a cost-recovery analysis and a cost-benefit analysis. Both types of analyses attempted to measure the incremental impact of making the export. In the case of the cost-recovery analysis, this involved estimating the difference between total system cost and revenue streams with and without the export sale. Similarly, the cost-benefit analysis attempted to quantify the difference in net benefits to Canada with and without the sale.

Although according to MH the firm export sale could be made with only a one-year advancement of the Limestone station, the Applicant plans a two-year advancement because it believes the extra year of advancement would allow the profitable

[4] Refer to the section titled *Offers to Canadian Utilities* for a description of these offers and responses.
[5] Prices are in current Canadian $.

sale of additional interruptible energy. This two-year advancement sequence is referred to as the Sale Sequence while the one-year advancement sequence, required to make the firm sale only, is referred to as the 500 MW Only Sequence.

Full cost-recovery and cost-benefit analyses were presented for the Sale Sequence. An analysis showing the profitability to MH of the extra year of advancement required to make additional interruptible sales was also submitted. A corresponding cost-benefit analysis of the 500 MW Only Sequence was not provided.

5.8.1 *Cost-Recovery Analysis*
Sale Sequence: Two-Year Advancement of Limestone

The costs to MH used in the cost-recovery analysis were derived by taking the difference between the total costs associated with the Sale Sequence and the total costs associated with MH's planned system expansion sequence with no advancement. The Sale Sequence was based on an advancement of the Limestone station from 1992 to 1990, an advancement of the Wuskwatim station from 1999 to 1995, and an advancement of the Conawapa station from 2002 to 1998. A computer model for screening expansion scenarios was utilized to determine the additional costs associated with making the exports.

The primary costs of making the proposed exports would be the capital costs associated with the advancement of the in-service dates of the three stations. Additional operating and maintenance costs would also be incurred as a result of the exports. MH also included as a cost of the firm export the lost net revenue resulting from the reduced amount of energy available for interruptible sales in later years under the Sale Sequence compared to the no-export case, i.e. the case in which no advancements occur and no firm or additional interruptible exports are made.

The revenues associated with the Sale Sequence would be derived from the firm sale over the 1993–2005 licence term, and the additional interruptible sales over the period 1990–1993 that would be made possible by the two-year advancement of Limestone. To determine the revenues from the firm export, the Sherco 3 costs were adjusted to account for the difference between the Sherco 3 in-service date and the start of the export sale, the shorter contract term compared to the expected life of Sherco 3, and the escalation of fuel costs at the same rate as at the mine from which coal for Sherco 3 would be obtained.

MH's base case cost-recovery analysis of the Sale Sequence was based on the following major assumptions:

- an average annual load growth rate in Manitoba of 3.1 percent over the period 1984–2005;
- an escalation rate of 5 percent to 1985, 6 percent in 1986, and 7 percent thereafter; and
- a nominal cost of capital of 12 percent to 1985, and 11 percent thereafter.

Table 5-3 summarizes the cost-recovery analysis of the Sale Sequence submitted by MH.

Table 5-3

Sale Sequence:
Cost-Recovery Analysis Submitted by MH
(present value, millions of 1984 $)

Year	Accumulated Costs	Accumulated Revenues	Accumulated Profits**	Revenue/Cost Ratio
1985	3	—	(3)	—
1990	345	—	(345)	—
1995	606	237	(369)	0.4
2000	664	533	(131)	0.8
2005	305*	707	402	2.3

* This decline in Accumulated Costs arises from the earlier occurrence of capital expenditures under the Sale Sequence case compared to the no-export case.

** Figures in parentheses are negative.

As can be seen, MH projected that the total revenue would exceed the total costs by over $400 million. The cost recovery analysis also indicated that the accumulated revenues would not exceed the accumulated costs until 2001.

Accounting for Uncertainty

The cost-recovery analysis submitted by the Applicant included the results of a sensitivity analysis which examined the impact of high and low rates of load growth, interest, and escalation on the net benefits of the project. The sensitivity analysis demonstrated that the project would yield net benefits to MH under a variety of assumptions for these variables. Details are provided in Appendix 6.

The Applicant also indicated that if each of the hydraulic plants being advanced had 10 percent cost overruns, the cost of making the export would increase by 8 percent from $305 to $329 million. Cost overruns of 20 percent would increase the cost of making the export by twice as much, etc.

In an information request MH was asked to explain the basis for its conclusion that "basing capacity and energy charges on the Sherco 3 unit would result in more revenue than basing such charges solely on MH's cost to make the export". The Applicant responded by stating that for it "to achieve the same revenue based upon a mark-up over cost would have required pricing at 232% of the cost to make the export".

The Applicant also provided some information on the sensitivity of revenues to coal prices in the

United States. For example, MH stated that escalation 50 percent lower than assumed in NSP's forecast coal prices would result in a $41 million reduction in net benefits. A ten percent de-escalation in assumed coal prices during the export period would result in an $84 million reduction.

Counsel for the Applicant indicated that the use of numerical values in the formula for LARR insulates Manitoba against United States legislative and regulatory changes that may affect the cost of capital. He stated that the use of the Federal Energy Regulatory Commission Uniform System of Accounts "as of the date of the agreement" ensures that no cost can be taken out of the Sherco 3 unit to the detriment of MH.

500 MW Only Sequence: One-Year Advancement of Limestone

Although MH did not provide a cost-recovery analysis based on the one-year advancement of Limestone, it did provide an analysis comparing the 500 MW Only Sequence and Sale Sequence cases. The results showed that the increased interruptible sales made possible by the additional year of advancement would yield additional net revenues of approximately $20 million.

5.8.2 Cost-Benefit Analysis

Because the results of the cost-recovery analysis may not reflect the benefits and costs to Canada due to the difference between some private and social costs, the Board requested that the Applicant provide a social cost-benefit analysis of the proposed export sale from the perspective of the country as a whole. The approach taken by the Applicant was to use the annual revenue and cost streams developed in the cost-recovery analysis and to apply adjustments wherever a difference between private and social costs could be identified and quantified. The results of the cost-benefit analysis of the Sale Sequence submitted by the Applicant are summarized in Table 5-4. Using a social discount rate of 8 percent, the Applicant found that the proposed export sale would be expected to yield benefits to Canada in the order of $163 million.

Table 5-4

Sale Sequence:
Cost-Benefit Analysis Results Submitted by MH
(present value, million of 1984 $)

	6% Social Disc. Rate	8% Social Disc. Rate	10% Social Disc. Rate
Net Revenues	190	52	(43)
Adjustment to Reflect Social Opportunity Cost of Labour	47	52	54
Adjustment to Reflect Social Opportunity Cost of Foreign Exchange	41	32	25
Adjustment to Reflect Social Opportunity Cost of Embedded Taxes	29	28	27
Adjustment to Reflect Resource Losses and Infrastructure Costs	(1)	(1)	(1)
NET SOCIAL BENEFITS TO CANADA	306	163	62

As can be seen from Table 5-4, adjustments were made to account for differences between the private and social opportunity costs of labour, foreign exchange, taxes, and capital. In addition, MH's private costs were adjusted to account for identifiable natural resource losses and infrastructure costs.

The evidence given on these adjustments is discussed below.

(i) Social Discount Rate (SDR)

The Applicant's economic consultant pointed out that whereas the private cost of capital discount rate used in the cost-recovery analysis reflects the minimum rate of return that MH would have to earn on an investment in order for that investment to be profitable, the SDR is a measure of the minimum rate of return a project must earn in order to be productive from the perspective of the country as a whole.

The consultant adopted an 8 percent SDR for his base case analysis and conducted sensitivity tests at 6 and 10 percent. Two arguments were made supporting the use of a discount rate lower than the 10 percent rate advocated in the 1976 Treasury Board guidelines on cost-benefit analysis and used by the Board in the past.

First, the 10 percent figure is based on the assumption that only 20 percent of the capital requirements of a new project will be drawn from foreign sources. The Applicant, however, expects that at least 60 percent of the financing required for this project will be relatively inexpensive foreign capital.

It was argued, therefore, that the appropriate SDR for this specific project would be lower than the 10 percent applicable to average Canadian investments. Applying the 60 percent weighting, it was concluded that the relevant SDR in this case is 8 percent.

Second, the consultant pointed out that the Treasury Board guidelines have not been updated since 1976 and that more recent research indicates that the 10 percent figure significantly overestimates the actual rate.

It was also indicated that the 5 and 15 percent sensitivity cases recommended by the Treasury Board guidelines were not relevant to this project.

(ii) Social Opportunity Cost of Labour (SOCL)

The Applicant's economic consultant pointed out that the SOCL employed in a project is the value attached to the activities in which the workers would have been engaged in the absence of that project. He argued that when workers would have been employed elsewhere, wages, as an indication of labour's productivity, can generally be considered as a reasonable measure of the social opportunity cost. The consultant also noted that when the labour hired for the project would have been otherwise unemployed, the private wage bill overstates what the economy foregoes when they are hired. Therefore, he maintained that to the extent that some of the workers hired for the project would otherwise have been unemployed, the private wage bill overstates the SOCL. The consultant indicated that the SOCL should be calculated by estimating the proportions of workers that would have otherwise been unemployed and employed, multiplied by the respective values of the foregone activities.

In estimating the SOCL associated with the Sale Sequence, the Applicant's economic consultant made the following major assumptions:

— 50 percent of the labour requirements would be met by northern Manitoba residents and 50 percent would be met by residents from southern Manitoba.

— Using a historical relationship between unemployment rates and the probability of hiring an otherwise unemployed worker, it was estimated that 90 percent of the northerners hired for the project would have been unemployed. The corresponding figure for southerners would be only 5 percent.

— The social opportunity cost of an otherwise unemployed worker is zero.

Based on the above assumptions, the consultant calculated that the private wage bill associated with the Sale Sequence overestimated the SOCL by around 47 percent. Given this, and the approximation that over 30 percent of the capital costs included in the cost-recovery analysis are labour costs, it was estimated that the private capital costs overstated the social costs by over 14 percent. Table 5-4 shows that the required adjustment ranges from $47 to $54 million — depending on the social discount rate used.

(iii) Social Opportunity Cost of Foreign Exchange

The economic consultant stated that the market value of the foreign exchange that would be earned by the export would undervalue the benefits from a social perspective because of the existence of import tariffs and export subsidies. He pointed out that this divergence occurs because an increase in the value of the Canadian dollar resulting from an export means that more goods can be imported or that a reduced amount of exports must be produced to pay for current levels of imports. With respect to increased import opportunities, the consultant maintained that imported goods are valued at the after-duty price in Canada, while the actual cost to Canada of acquiring these goods would only be the before-duty price. With respect to reduced export requirements to pay for current levels of imports, the consultant stated that because of export subsidies, the value of production made possible by the release of labour and capital from export production can exceed the value of the exports. It was noted that both of these effects result in a social premium on foreign exchange.

Based on estimates reported in a June 1983 paper by Glenn Jenkins and Chun-Yan Kuo, the consultant applied a 7.5 percent premium to foreign exchange earnings. Table 2 shows that the foreign exchange benefit associated with the export ranges from $25 to $41 million — depending on the social discount rate used. According to the consultant, a reduction in the foreign exchange premium from 7.5 percent to 6.5 percent, as advocated in a more recent paper by Jenkins and Kuo, would result in only a small decrease in the foreign exchange benefits.

(iv) Social Opportunity Cost of Taxes Embedded in Private Costs

The Applicant's economic consultant argued that water rentals, sales taxes, and other government levies, while costs from MH's own private perspective, are not real costs to Canada because these are simply transfers to governments. He pointed out that these would only constitute true economic costs if the water rentals reflected real resource costs and if the goods on which sales taxes were levied were diverted from alternative uses. He argued that real resource costs were calculated separately and that it was doubtful that the capital goods used in the project would be diverted from other projects. Therefore, these transfers were added back in the cost-benefit calculations. Table 5-4 shows that the total adjustment ranges from $27 to $29 million — depending on the discount rate used.

(v) Natural Resource Losses and Infrastructure Costs

An estimate of losses in fishing, forestry, trapping and hunting that would be attributable to the station advancements was included in the cost-benefit analysis because, while these would not be costs to the Applicant, they would be costs to the country. The adverse effects on such things as water quality were also included as costs of the export. As can be seen from Table 5-4, estimated natural resource losses and infrastructure costs are very minor in relation to the other cost components.

Counsel for the NFC expressed the concern that the economic consultant's analysis ignored any liability that MH may have arising from the arbitrator's decision on compensation under the Northern Flood Agreement. The consultant, however, pointed out that the relevant costs are those which reflect real resource losses and not necessarily all those which may arise out of any legal obligations.

(vi) Non-Quantifiables

Intervenors indicated that the fact that the analysis was not able to quantify all of the impacts of the export project, such as recreation losses, was a significant deficiency in the analysis. The economic consultant admitted that some things were left unquantified because of the difficulty of assigning monetary values. He stated, however, that these costs would be relatively minor when compared to the calculated net benefits.

(vii) Treatment of Uncertainty

In addition to the sensitivity tests on the social discount rate shown in Table 5-4, the economic consultant ran two sensitivity tests to allow for the great uncertainty associated with the estimation of the SOCL. The results show that even in the more extreme case, where no adjustment was made to the private wage bill to reflect the lower SOCL, the export would still be expected to show significant net benefits to Canada. The results of the two sensitivity tests are shown in Appendix 7.

Despite these sensitivity analyses, several of the intervenors expressed the concern that risk was not adequately addressed in the consultant's analysis. The consultant maintained, however, that the sensitivity tests that were conducted indicated with a high level of certainty that the export sales would yield net benefits to Canada.

(viii) Distribution of Project Net Benefits

Intervenors raised the question of whether the fact that MH itself may not be the beneficiary of all of the project benefits — given the involvement of the MEA in the export proposal — was relevant to the cost-benefit analysis. The economic consultant argued that the project must be evaluated from the national perspective and the allocation of costs and benefits within Canada was immaterial.

5.9 System Performance

In a normal year, most of MH's supply comes from its hydro-electric generating stations in northern Manitoba via the HVDC system. Despite its proven reliability, a major disturbance or outage of the HVDC lines would result in a shortfall on the MH system. This weakness was outlined by MH in its application and was considered in negotiating the firm power export agreement. As a result of this, the agreement was conditioned in such a way that deliveries to NSP could be reduced or curtailed if all or part of the HVDC system were out of service.

Under existing agreements MH makes summer export sales which total 500 MW. The proposed firm export will begin in 1993 when the existing agreements expire. A witness indicated that the system would not be operated any differently because of the export except for "some minor operational differences ..." which "... for the most part are immeasurable".

5.10 Environmental Impact and Provincial Review Process

The Limestone, Wuskwatim and Conawapa hydro-electric stations are integral components of a major development scheme for the Nelson and Churchill river basins which began in the '60's. Much of the flooding and environmental impact, related to river diversion and the raising of lake levels, has already occurred.

Construction of the Limestone Station began in the mid 70's but was curtailed due to low load growth. Much of the site-specific construction-

related impacts have already occurred. According to MH, in the case of Limestone, sufficient lead-time still exists so that mitigative measures, arising from a detailed environmental impact statement yet to be completed, can be implemented. The other two plants, Wuskwatim and Conawapa, will not be built for some time and, in MH's view, sufficient lead time still exists to prepare detailed environmental studies for these projects and to implement mitigative measures where required.

The evidence revealed that the major expected environmental impacts related to the proposed construction would be flooding and the temporary loss of fisheries resources. These impacts would occur with or without the export and the associated advancement of the construction projects. According to the Applicant, those adversely affected by these impacts would be compensated and any other minor impacts would be minimized by mitigative measures.

A witness testified that the operation of MH's reservoirs would not be significantly different in the export compared to the no-export case and that, if any change were evident, it would result in stabilizing reservoir levels; a beneficial effect.

The Manitoba Environmental Assessment and Review Agency (MEARA), established by the Manitoba government in 1976, requires that government proponents of projects of this magnitude conduct appropriate environmental studies. The Inter-Departmental Planning Board (IPB) is a broadly-based body at the deputy minister level that reviews and approves land use plans to ensure that they are in accordance with provincial land use policies and the Manitoba Planning Act. For the Limestone project the combined IPB/MEARA process will deal with land use, environmental and socio-economic matters. This process provides for public input into the environmental studies and may include public participation through the hearing process. A witness indicated that the type of environmental assessment contemplated by the MEARA process would be the same whether or not the in-service date of Limestone was advanced; only the timing would be affected.

MH has yet to obtain final environmental approvals from the Government of Manitoba for the construction of Limestone, Wuskwatim and Conawapa. For these last two projects, significant lead time exists for the approval process to take place. In the case of Limestone, the final approval will most likely come during the early phases of construction, and although theoretically the project could be stopped or delayed for environmental reasons, it is more likely that only mitigative measures will result.

Chapter 6
Interventions

Written submissions relative to the application were received from seventeen intervenors. All but two of the intervenors participated in the hearing. Summaries of each submission and the arguments presented by the parties are given below.

6.1 Alberta Petroleum Marketing Commission

In its intervention, the Alberta Petroleum Marketing Commission stated that its interest in the application arose from the fact that the electricity proposed to be sold by the Applicant may affect the marketability of Alberta natural gas in the area for which the electricity is destined. The Commission was represented at the hearing but did not participate.

6.2 British Columbia Hydro and Power Corporation

In its intervention, the British Columbia Hydro and Power Corporation stated that it was concerned that the licence sought by MH may be used to displace its sales directly or indirectly. The Corporation was represented at the hearing but did not participate.

6.3 Minister of Indian Affairs and Northern Development

According to the Minister's intervention, the Minister does not oppose the application, but is concerned that the negative impacts on northern residents, and more particularly on the Indian people on federal lands, that occurred in the original construction phase, should not be repeated. Counsel for the Minister stated that the Minister is confident that by working together with the affected people the Applicant can ensure that the needs, concerns and rights of native people are taken into account. The Minister believes that there exists a legitimate interest and commitment on the part of the Applicant to address the concerns of the Indian people. The Minister noted that the Applicant agreed with the importance of ensuring that employment and economic benefits from the development flow to Indian people and with the putting into place of the proper processes for addressing environmental concerns.

Counsel referred to an exchange of correspondence between the Minister and the Minister of Energy and Mines for Manitoba, who is also the Minister responsible for the administration of the Manitoba Hydro Act, outlining an environmental, social and economic management program for the proposed construction. According to the Minister the key challenge will be to ensure that there is sufficient time for these processes to be put in place.

The Minister did not ask that conditions be attached to the export licence but requested that the Board in making its decision take note of the Minister's concerns and the concerns raised by the Indian people and the indications of commitment made by the Applicant through its witnesses.

6.4 Minister of Energy for Ontario

The Minister of Energy for Ontario was represented at the hearing but did not participate.

6.5 Saskatchewan Power Corporation

SPC was not opposed to the proposed export of any firm power, nor to the export of any firm energy associated with a maximum annual capacity factor of 75%. However, SPC took the position that any energy associated with an annual capacity factor of greater than 75 % was interruptible and the Board should either:

(a) authorize for export only the power and energy provided for under the agreement between MH and NSP, that is 500 MW and the associated energy at up to 75 % annual capacity factor, or

(b) authorize 500 MW of power and the associated energy at up to 100 % annual capacity factor but require that any energy at greater than 75 % annual capacity factor be offered to SPC prior to its sale, or that it be considered as interruptible energy which could be purchased at any time by interconnected Canadian utilities in preference to the export customer.

6.6 Ontario Hydro

During final argument, Ontario Hydro commented that its understanding was that existing licences are not conditioned on supply from specific facilities or tied to a particular generation expansion plan. Ontario Hydro stated that it did not support the position of SPC that energy sold under the firm contract with NSP, between 75 and 100% capacity factor, would have to be first offered to Canadian utilities. However, if MH decided to sell additional surplus energy representing all or part of the remaining 25% under some other agreement with a US utility, then Ontario Hydro would expect that the normal rules regarding interception by Canadian utilities would prevail.

6.7 Consumers Association of Canada, Manitoba

According to its intervention, the CAC represents the interests of Manitoba consumers. The position of the CAC was that the application was incomplete and further information and evidence needed to be provided before a final decision could be made. It argued that the base case upon which MH's surplus estimates and its cost-recovery analysis were based was in question due to the probability of low load growth and because MH had not sufficiently explored other methods to supply the future domestic load requirements. It was concerned that MH had not properly accounted for all the risks associated with the proposed export and had not provided evidence sufficient to demonstrate the full impact of the export on revenue requirements or on domestic power rates. It also argued that because the purchase agreement provided that the MEA collect the export revenues there was no guarantee that the export revenues would be used to recover MH's advancement costs.

6.8 Grand Rapids Special Forebay Committee Inc.

The Grand Rapids Special Forebay Committee Inc. represents four Indian bands located in northern Manitoba who feel they have been adversely affected by previous hydro-electric projects undertaken by the Applicant, and who feel they will be affected by the Board's decision in respect of this application. Their intervention stated that this project should not proceed until the four communities affected by the Grand Rapids Hydro Project have obtained proper compensation in respect of this earlier project.

6.9 Inter-Church Task Force on Northern Flooding

The Inter-Church Task Force on Northern Flooding directly represents three religious denominations of Canadian churches and is affiliated with the nine major denominations in Canada. The Task Force was organized in 1974 to monitor the process of dealing with northern native communities in Manitoba which are directly or indirectly affected by hydro-electric development.

The central premise of the Task Force's interest in the application was that the Indian communities affected by hydro-electric development such as the construction of the Limestone, Wuskwatim and Conawapa stations, are surrendering basic resources and not receiving in exchange the types of benefits contemplated under the Northern Flood Agreement. According to the Task Force, the native people were being "paid off" in return for the destruction of their environment, by the compensation they received for the use of their lands. The Task Force was particularly concerned that employment opportunities resulting from these developments would generally be short-term in nature, and would have a negative impact on the overall lifestyles of natives. The Task Force was concerned that the computer model used by MH in determining the cost of the advancement project did not account for the social costs of the project. It requested that appropriate methods be found to include, in the calculation of the social costs of hydro-electric development, the information, understanding and insights of the northern people. It also requested that the terms of reference of an environmental assessment be much broader than currently provided for and that an environmental study be conducted in a timely manner so that it could become a key factor in determining future developments.

6.10 Northern Flood Committee Inc.

The NFC represents the approximately 9000 members of the five Indian Bands whose reserve lands are adjacent to the rivers which are directly affected by the Limestone, Wuskwatim and Conawapa hydro-electric projects. On December 16, 1977, the NFC entered into an agreement called the Northern Flood Agreement with MH, the province of Manitoba, and Canada, as represented by the Department of Indian Affairs and Northern Development, in respect of mitigation, remedial measures, and compensation for the adverse effects resulting from the hydro-electric developments occurring in Northern Manitoba.

The NFC was primarily concerned with what it perceived as the potential adverse impact of the advancement of construction of the hydro-electric stations, in particular the advancement of the Limestone station, on native employment and business opportunities. The NFC feared that its members would not be able to participate as fully if the construction schedule were advanced. Its position was that all the previous developments

that had occurred in northern Manitoba had adversely affected its members' lands and lifestyles. Furthermore the NFC maintained that MH and the government of Manitoba had persistently failed to give effect to their obligations pursuant to the Northern Flood Agreement particularly in the area of bona fide and meaningful consultation. The NFC requested that MH be required to carry out the appropriate measures to ensure that the benefit of the construction projects would go to the affected native communities, particularly with regard to employment and business opportunities. In this regard, the NFC requested the Board to condition any export licence to require that provisions of the Northern Flood Agreement be substantially implemented before construction begins.

During final argument Counsel for NFC suggested that the "advancement costs" may not be the appropriate costs to be assessed against the export. He argued that the appropriate cost might rather be a share of the total costs associated with construction of the Limestone, Wuskwatim and Conawapa plants and with all the preceding developments resulting in the Lake Winnipeg Regulation and Lower Nelson Diversion Projects.

6.11 Manitoba Keewatinowi Okimakanak Inc.

The MKO represents 25 Indian bands in northern Manitoba. The major hydro-electric projects which have been and are continuing to be carried out by MH are located within the MKO's region.

The MKO stated that adequate programs for the training of natives were not in place and that MH had a poor record with regard to native participation in earlier projects. A witness for the MKO pointed out that a number of northern native bands are not covered by the Northern Flood Agreement.

The MKO stated that it supports the export as long as certain terms and conditions related to socio-economic impact studies are attached to the licence. The MKO requested that these studies includethe development of policies, plans, practices and procedures to ensure maximization of economic benefits to all communities in the MKO area, in terms of employment and business participation; the minimizing of social costs; mitigation and compensation for deleterious social and physical effects; and a detailed plan for implementation and monitoring. Furthermore, the MKO requested that these studies be presented for public scrutiny and comment, and approved by the Board, and that MH consult with native organizations on the scheduling of these undertakings.

During the early stages of the hearing, the MKO submitted a motion that the hearing be adjourned on the basis that the MEA, who, like MH, was a signatory to the agreement, did not have the legal authority to enter into such an agreement. The MKO restated its concern on this matter during final argument.

6.12 The Progressive Conservative Party of Manitoba

The Progressive Conservative Party suggested that no evidence had been presented from which to conclude that the advancement of the in-service date of Limestone to accommodate additional interruptible sales was in the best interest of Manitoba or Canada. It also suggested that the advancement decision was made prematurely and the start of construction could be delayed a year or two.

The Progressive Conservative Party was concerned that the application did not include information to properly assess the risk associated with the proposed export. It stated that there was "a lack of coherent and comprehensive sensitivity analyses on the interest rate, construction escalation rates, foreign currency exchange rates, the alternate load growth sequences, development sequences and load growth rates".

The Progressive Conservative Party requested that if the Board were to approve the export, it should give consideration to a number of factors critical to the public interest in Manitoba. Firstly, it suggested that the Board state that a mechanism be put in place to ensure that Manitoba Hydro receives the necessary revenue from the export to cover all the associated costs and liabilities. Secondly, in its approval of the export, the Board should not inadvertently legitimatize or lend credibility to a decision to advance the construction of the Limestone generating station. Finally the Progressive Conservative Party stated that it believed the Board would be justified in suggesting that the application was premature.

6.13 D.W. Craik

Like some of the other intervenors Mr. Craik questioned the need for the advancement of Limestone to meet the requirements of the proposed export. He stated that the decision to advance the construction of Limestone was a political one made in order to create employment and was not based on economic or technical considerations. He argued that both the load forecast that was used in the application and the more recent forecast raise some doubt as to the need for the advancement. He also suggested that the six-year construction period that was now proposed by Manitoba Hydro was one year too long since earlier reports indicated that only five years were required.

Mr. Craik was concerned that the financial exposure was nearly all in the hands of Manitoba ratepayers and taxpayers. He suggested that certain combinations of interest rates, exchange rates, inflation rates, construction costs and load growth could be disastrous for Manitoba.

6.14 Manitoba Environmental Council

The Manitoba Environmental Council stated that the application did not provide an adequate assessment of the environmental implications of the advancement. It also contended that the studies contemplated by the Manitoba Environmental Assessment Review Process would not provide an adequate basis of information in order that the environmental impacts could be adequately tested and mitigative costs determined; and that, in particular, the advancement of the Limestone plant would not allow an adequate timeframe in which sufficient ecological studies could be carried out and utilized in the planning and mitigation process.

6.15 The Crossroads Resource Group of Winnipeg

The Crossroads Resource Group is an environmental organization centred in Winnipeg whose interest lies in promoting energy conservation and less energy intensive approaches to meeting the electric energy requirements of Manitoba. The position of this intervenor was that the advancement of construction of generating plants was not the most economic approach to achieving the surplus electricity required for the export. According to the Crossroads Resource Group the surplus power could be guaranteed on the basis of a systematic program that would achieve practical efficiencies in the end-use of electrical energy within Manitoba. It was the view of this intervenor that the Board should require the Applicant to provide a comprehensive least-cost analysis based on an established program called the "Long-term Simulation Model" which was developed by the Structural Analysis Division of Statistics Canada, or on an equivalent model.

The Crossroads Resource Group suggested that the Board consider three recommendations in order to deal with environmental degradation, delayed compensation and remedial action. These included: imposition of a water rental fee the proceeds of which would be payable to the affected northern communities; the requirement for retroactive interest payments payable to the affected individuals and communities on settlements dealing with environmental compensation; and the establishment of a mitigation fund by Manitoba Hydro to be available to northern and native organizations.

6.16 Attorney General of Québec

The Attorney General of Québec filed an intervention but did not participate in the hearing.

6.17 Hydro-Québec

In its intervention Hydro-Québec stated it had no particular comments to make concerning the application, but had a substantial interest in the subjects which would be discussed during the hearing. Hydro-Québec did not participate in the hearing.

Chapter 7
Disposition

The Board has given careful consideration to all the evidence and submissions presented.

Section 83 of the Act requires the Board, in examining an application for an export licence, to have regard to all considerations that appear to it to be relevant. Without limiting the generality of the foregoing, the Board is required to satisfy itself that the power to be exported is surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements and that the price to be charged is just and reasonable in relation to the public interest.

7.1 Surplus

The surplus estimates shown in Appendices 4 and 5 result from MH's May 1983 load forecast. The Board notes that the June 1984 load forecast, which was filed during the hearing, predicts slightly lower load growth during the requested period, and correspondingly larger surpluses. The Board is satisfied that the load forecast methodology used in these forecasts is reasonable.

In its response to the offer of the proposed firm export made by MH, SPC indicated a possible interest in a firm committment by MH of up to 300 MW of power during a similar time period to that of the proposed export. While the Board has noted this possible, but somewhat uncertain, Canadian requirement, it decided that it was unnecessary to include such a possible sale to SPC in the estimates of demand shown in Appendices 4 and 5. Electricity being a "manufactured" form of energy, surpluses are created by the installation of generating facilities. In the case of the proposed export to NSP, the surplus has been created by the advancement of the in-service dates of generating stations originally scheduled to meet domestic load. It is clear that additional surplus could be created in this manner to supply other loads such as the possible requirement of up to 300 MW of firm power by SPC. With regard to surplus the Board also notes that MH indicated it was pursuing negotiations leading towards a diversity exchange with utilities in Nebraska similar in type to its existing arrangement with NSP. MH is on record as having committed itself to making available up to 300 MW of capacity and related energy to SPC under mutually acceptable terms and conditions during a period similar to the term of the proposed export to NSP. The Board expects this commitment would be honoured if it eventuated.

As previously mentioned, MH's surplus figures are based on the advancement of the in-service dates of the Limestone, Wuskwatim and Conawapa stations. The CAC questioned the need for the advancement and in particular for the advancement of the Limestone station. It was suggested that MH had a number of alternatives to the advancement of construction of generating stations to meet its domestic plus export commitments. It was also suggested that if the Board were to approve the export, it should state clearly in its decision that "such approval should not ... be deemed to be approval of the necessity of advancing Limestone".

The Board has no regulatory jurisdiction over MH's generating stations per se. However, some may argue that Board approval of the subject export would be tantamount to approval of the advancement of the in-service dates for several generating stations. The Board notes that, without the advancement of the Limestone station from 1992 to 1991, there would only be a small capacity deficiency in 1993 when supplying the domestic and export requirements, including a reasonable reserve. It appears to the Board that several options would be available to cover the small deficiency, including the chosen option of advancing Limestone by one year. Whether or not MH, in choosing the latter option, has selected the best one is not a question which the Board is called upon to decide. In the circumstances, the Board would not accept any contention that approval of this export licence application is tantamount to approval of the advancement of the in-service dates of the Limestone, Wuskwatim and Conawapa stations as being MH's best course. The Board's assessment of the export proposal has not, however, turned up anything to suggest that the utility's generation expansion decisions are wrong.

Based on its examination of the surplus figures shown in Appendices 4 and 5, the Board is

satisfied that after meeting its domestic requirements MH will have surplus power and energy to make the proposed export.

The Board notes that Ontario Hydro was not opposed to the proposed export and that SPC was not opposed to the proposed export of any firm power nor to the export of any of the firm energy associated with a maximum annual capacity factor of 75%. However, SPC took the position that any energy associated with an annual capacity factor of greater than 75% should be interruptible. SPC requested that the Board either authorize only a maximum firm energy export of up to 75% annual capacity factor or authorize any additional firm energy exports at greater than 75% capacity factor in such a way as to allow SPC to pre-empt any of these proposed deliveries of energy.

MH took the position that the energy associated with the 500 MW at an annual capacity factor of greater than 75% is "firm", and the reason it requires a licence for export of energy at up to 100% capacity factor is to provide additional flexibility in meeting its contractual obligation with NSP.

The Board notes that the Agreement contemplates a maximum monthly energy delivery of up to 80% monthly capacity factor during the summer months, May to October, and of up to 75% monthly capacity factor during the winter months, November to April, and gives MH the right to limit the annual capacity factor to a maximum of 75% in each contract year. A witness confirmed that MH could meet its contractual obligations to NSP even if deliveries of energy were restricted to a maximum annual capacity factor of 75%. Moreover, MH based both its cost-recovery analysis and its surplus tables on a maximum export of firm energy equivalent to 75% annual capacity factor.

The Board is not persuaded that a case has been made for the requested authorization of energy exports equivalent to 500 MW at 100 percent annual capacity factor.

However, the Board is satisfied that a licence authorizing a maximum energy export at an annual capacity factor corresponding to monthly capacity factors of 80% during the summer months and 75% during the winter months would permit Manitoba Hydro to meet its contractual obligations to NSP. Such a licence would have a maximum annual energy limit of 3405 GW.h corresponding to an average annual capacity factor of 78%. Moreover, the Board would condition such a licence to allow for an increase in the monthly energy limit up to as high as 100% capacity factor in any month,[1] provided that the total authorized energy export throughout the year did not exceed 3405 GW.h. The Board is satisfied that such a condition would provide sufficient flexibility for Manitoba Hydro to meet its contractual commitments and at the same time would not prejudice other Canadian utilities.

[1] Equivalent to a maximum of 370 GW.h in any month.

7.2 Export Price

In assessing the suitability of an export price, the Board has developed three guidelines: the export price should recover the applicable costs incurred in Canada, it should not be less than the price for equivalent service to Canadian customers, and it should not be materially less than the least cost alternative in the proposed market area.

7.2.1 Applicable Costs in Canada

When assessing whether the export price associated with a proposed export meets the first price guideline, it is normal for the Board to compare the export price and associated revenue to the costs which are directly associated with, or are the direct results of, the particular proposed export. The Applicant has stated that the appropriate cost to be assessed against the export are the "advancement costs" of the Limestone, Wuskwatim and Conawapa stations. Counsel for NFC suggested that the "advancement costs" may not be the appropriate costs to be assessed against the export. He argued that the appropriate cost might rather be a share of the total costs associated with construction of the Limestone, Wuskwatim and Conawapa stations and with all the preceding developments resulting from the Lake Winnipeg Regulation and Lower Nelson Diversion Projects.

In the Board's view, it is clear that the Lake Winnipeg Regulation and Lower Nelson Diversion Projects have been undertaken to provide sufficient hydraulic resources to serve the present and future provincial loads and in any case their associated costs are "sunk costs". Likewise the evidence shows that the Limestone, Wuskwatim and Conawapa stations will be required to serve future provincial loads. Since the only change in MH's generation expansion plans required to make the export is the advancement of the construction of these three stations, in the Board's view the appropriate costs to be assessed against the export are those associated with the advancement.

The Board notes that MH has based its cost-recovery analysis on a two-year advancement of the Limestone station in-service date from 1992 to 1990, and has relied on the results of this cost-recovery analysis as support that the first price guideline is met. However, it is not clear that the costs and benefits associated with the second year of advancement, from 1991 to 1990, are directly related

to the proposed firm export since MH took the position that only a one-year advancement of Limestone was necessary to make the firm export.

In addition to the net benefits of increased interruptible sales due to the extra year of advancement, the Board also notes that MH has included as a small cost in its cost-recovery analysis the negative impact of the firm exports on interruptible sales revenue in certain years during the 1990 to 2005 period. This lost revenue is due to the displacement of the interruptible sales that would otherwise be made by MH in the absence of the firm export.

In the course of examining the Applicant's economic analysis the Board has carefully examined the cases representing both the Sale Sequence and the 500 MW Only Sequence cases. The evaluation of the 500 MW Only Sequence case, assuming only the one-year advancement required to meet the proposed firm export sale, shows that the excess of MH's revenues over its costs is expected to exceed $365 million. From the broader Canadian perpective, the economic analysis shows that the social net benefits to Canada exceed costs by around $100 — $170 million — depending on whether adjustments are made to reflect the social opportunity costs of labour and foreign exchange. The Board notes that, for the Sale Sequence, from MH's perspective the excess of revenues over costs for the two-year advancement would be about $20 million more than for the one-year advancement. From the perspective of Canada as a whole, corresponding benefits would be in a similar range as those for the one-year advancement.

The Board observes that while it is true that the cost-recovery period associated with the proposed export is a long one, the estimated revenues will substantially exceed the estimated costs over the period of the export. The Board is satisfied that over the long term the export will be beneficial to Canada. The Board also notes the Applicant's statement that a mark-up of 232% over the cost of making the export would be required to achieve the same revenue that is achieved basing the capacity and energy charges on Sherco 3 costs. The Board is satisfied that there is a substantial margin to cover any cost overruns that might occur.

Both the Manitoba Keewatinowi Okimakanak Inc. and the Consumers Association of Canada argued that because the purchase agreement provides that the MEA is to collect the export revenues there is no guarantee that the export revenues will be used to recover MH's advancement costs. The question of how export revenues are allocated to recover their applicable costs in Canada has not usually been of concern to the Board provided that the Board was able to satisfy itself that these revenues would indeed provide benefits to Canada as a whole. In this case, Board is satisfied that the revenues from this export will accrue to the benefit of Manitoba and Canada.

Based on the above considerations the Board finds that the export revenues will exceed the associated costs and is satisfied that the export price will recover its appropriate share of the costs incurred in Canada.

7.2.2 Price for Equivalent Service to Canadians

In order to make a determination regarding the second price guideline, information is required on prices obtained by MH for sales to interconnected Canadian utilities which are equivalent to the type of export sale being contemplated. The Board has been unable to find much evidence upon which to base a determination regarding this guideline. There are no agreements in place between MH and either OH or SPC covering the sale by MH of long-term firm power and energy during the proposed export period. However, the Board is aware that the export price would be substantially greater than the rates paid by the Applicant's large industrial customers. While these rates are not directly comparable because the service provided to industrial customers is not "equivalent" to the service provided to NSP, they do demonstrate that the proposed export price would exceed domestic bulk power rates. In addition, the Board notes that the offers to both OH and SPC of the proposed export were based on the proposed export price, and both utilities indicated they would not require the proposed firm export[1].

The Board is satisfied that the export price will not be less than the price for equivalent service to Canadian customers.

7.2.3 Purchaser's Least Cost Alternative

The Board notes that NSP's least cost alternative, a lignite coal-fired plant, would have costs equivalent to 94 % of the estimated Sherco 3 costs in 1993 and 86 % in 2004. Thus a price based on 80 % of the Sherco 3 costs as contemplated in the agreement with NSP might be held to be not materially less than NSP's least cost alternative. However, the capacity pricing formula includes the factor "ADJ" to account for the shorter duration of the proposed export compared to the expected life of Sherco 3. The effect of this factor is to ensure that the total present value of NSP'S fixed charges

[1] OH stated that it was not economic for it to buy the power. SPC stated that it "would not require any portion of the firm power and firm energy" to be sold to NSP provided it would be assured by MH that MH would be able to supply a firm commitment of up to 300 MW to SPC during a similar time period as that of the proposed export. In a letter dated 8 November 1984 MH provided this assurance to SPC.

will be equivalent to what they would have been had NSP included a 500 MW coal-fired unit, with an in-service date of 1993, in its generation expansion plan. The Board, while understanding this line of reasoning, also recognizes that this factor could result in a capacity price materially less than the purchaser's least cost alternative. The Board notes, however, that militating against this is the higher cost of Sherco 3 relative to the least cost alternative and the fact that the Sherco 3 costs would be escalated to 1 May 1993 to derive the Capital Investment used in the pricing formula. Also, both the capacity and energy pricing formulae contain factors which would adjust the price to account for inflation. The Board is satisfied that in the circumstances of this case the export price is the best price that could be negotiated by the Applicant in its particular United States market.

Consequently while the Board recognizes that the evidence has shown that the export price may be materially less than the purchaser's least cost alternative, it is satisfied that the export price is just and reasonable in relation to the public interest.

7.3 Economic Analysis

In order to verify the reasonableness of the Applicant's cost-recovery and cost-benefit analyses the Board has conducted its own analyses based on the information submitted by the Applicant. The results of the Board's analyses, along with its views on the various adjustments affecting the cost-benefit analysis, are discussed below.

7.3.1 Cost-Recovery Analysis

In the Board's cost-recovery analysis the approach taken — as in the Applicant's analysis — was to determine the difference in net revenues to MH between the export sale and the no-export sale cases.

The results of the Board's analysis for the Sale Sequence showed that MH could be expected to derive net revenues of about $385 million from the two-year advancement case. This compares with net revenues of $402 million estimated by MH. The analysis also indicated that MH's accumulated revenues would not exceed the stream of accumulated costs until the year 2001.

The results of the Board's analysis for the 500 MW Only Sequence, which is associated with a one-year advancement of Limestone, showed that MH could be expected to derive net revenues of some $365 million. As with the Sale Sequence, the analysis showed that the accumulated net revenues would not turn positive until the year 2001.

A comparison of the results of the Sale Sequence and the 500 MW Only Sequence shows that the additional interruptible sales that would be possible with an additional year of advancement of Limestone would yield an extra $20 million to MH. This is the same result as estimated by MH.

7.3.2 Cost-Benefit Analysis

The Board also conducted social cost-benefit analyses of the Sale Sequence and the 500 MW Only Sequence cases. Like the Applicant's economic consultant, the Board considered making adjustments to account for differences between the private and social costs of labour, foreign exchange, embedded taxes, natural resource losses and infrastructure costs, and capital. The Board's views on the various adjustments are discussed below.

(i) Social Discount Rate (SDR)

The Board agrees with the Applicant's consultant that an 8 percent SDR is appropriate for use in the base case analysis. However, the Board does not agree with the consultant's argument that the SDR should vary by project depending on the sources of funding. All investments must compete for a limited quantity of funds at a given interest rate and, therefore, from a national point of view, they are to some extent interrelated through the interest rate. For this reason the Board advocates the use of a unique SDR regardless of the specific sources of financing for any project.

As to sensitivity tests for the SDR, the Board is of the view that a range of 5 to 15 percent would likely be too wide in most cases. Given a base case SDR of 8 percent, the consultant's sensitivity cases of 6 and 10 percent are probably sufficient to bracket the range of uncertainty.

(ii) Social Opportunity Cost of Labour (SOCL)

In light of current high unemployment, the Board is of the opinion that, in a cost-benefit analysis, adjusting wages to reflect lower social costs is appropriate. Unfortunately, it is not easy to arrive at an estimate of the SOCL in which one can have much confidence. In the case of this application, trying to determine what proportions of the workforce would be attracted from Northern and Southern Manitoba is difficult enough, but determining the proportion of these workers that otherwise would have been unemployed is even more elusive. Further, it is difficult to ascribe a value to the activities a previously unemployed worker foregoes when taking a job.

In spite of the empirical difficulties, the Board is of the opinion that the general approach used by the Applicant's economic consultant is reasonable. However, the results that were reported may underestimate the SOCL somewhat for the following three main reasons.

First, the 50 percent estimate of northern employment used in the analysis may be a bit high in light of the historical record.

Second, ascribing a cost of zero to workers drawn from the unemployed underestimates their opportunity costs. It is apparent that even the previously involuntarily unemployed would ascribe a value higher than zero to their leisure. In the case of the previously voluntarily unemployed, the Applicant's economic consultant admitted that the value of this leisure time, as measured by the difference between the after-tax wages required to induce someone to take a job and any unemployment insurance benefits, could be in the area of $5,000 per person-year.

Third, it is possible, as some studies indicate, that the social opportunity cost of temporary jobs will be higher than for permanent jobs and may even exceed the wage bill. The reason for this is that the creation of temporary employment leads to increased unemployment insurance benefits to temporary workers which, although not reflected in the wage bill, are part of the total remuneration package necessary to induce these workers to take jobs.

Recognizing the uncertainties associated with the estimates used in the SOCL calculation, the consultant provided a sensitivity case in which the private wage bill was used rather than the estimated SOCL. This would almost certainly overestimate labour costs from a national perspective. Nevertheless, the project still showed net benefits at not only an 8 percent discount rate, but also at a 10 percent rate.

(iii) Social Opportunity Cost of Foreign Exchange

The Board is not convinced that the theoretical and empirical problems associated with this issue have been resolved to the extent that adjusting foreign exchange earnings to reflect a social premium is necessarily justified.

(iv) Social Opportunity Cost of Taxes Embedded in Private Costs

The Board agrees with the Applicant's consultant's argument that, in the case of this export, such private costs as water rentals and federal and provincial sales taxes would mainly constitute transfers from a social perspective.

(v) Natural Resource Losses and Infrastructure Costs

Given the level of detail on the likely natural resources losses and infrastructure costs provided by the Applicant, and due to the absence of any evidence confuting the estimates, the Board is satisfied with the approach used. Further, the Board agrees with the consultant that actual resource losses, and not the costs arising from an arbitration ruling, are the relevant costs to be included in the analysis.

(vi) Non-Quantifiables

The Applicant's consultant admitted that some factors were left unquantified due to the difficulty of assigning monetary values. However, the Board is satisfied that these unquantified aspects would likely be small in monetary terms in comparison to the quantified benefits and costs.

(vii) The Treatment of Uncertainty

The Board is of the view that the economic consultant has adequately addressed the uncertainty associated with the proposed exports through the sensitivity tests that were conducted.

(viii) Distribution of Project Net Benefits

Regarding the concerns raised by some intervenors that MH may not be the sole beneficiary of the benefits of the project, the Board agrees with the Applicant's consultant that the cost-benefit analysis should be conducted from a national perspective.

Cost-Benefit Analysis: Findings of the Board

In the case of the Sale Sequence, the proposed export is expected to yield net benefits to Canada of from $90 to $170 million using an 8 percent social discount rate — depending on whether labour and foreign exchange adjustments are included. If a 10 percent social discount rate is used and a foreign exchange adjustment is not included the proposed export still is expected to yield net benefits to Canada. The results for the 500 MW Only Sequence show that the firm export is expected to yield net benefits of from $100 to $170 million using an 8 percent discount rate — depending on whether labour and foreign exchange adjustments are included. The export still shows net benefits under a 10 percent discount rate if no labour and foreign exchange adjustments are included.

Based on the evidence submitted by the Applicant, and on its own analysis, the Board's finding is that there is a high degree of certainty that the firm export will yield net benefits to Canada, under either the two-year or one-year advancements.

7.4 Socio-Economic Considerations

7.4.1 Socio-Economic Impact

Concerns expressed by many intervenors during the hearing focussed on the potential impacts of the advancement of the construction schedule for Limestone. The concerns centred on the shortened time period available for natives to prepare to participate in Limestone-related work. Wuskwatim

and Conawapa were considered to be sufficiently far in the future to present no immediate problems.

Counsel for MH argued that the advancement would not prejudice the ability of northerners to be employed. He based this assertion on plans being developed by the Government of Manitoba and MH to ensure that northern native residents have every opportunity to take advantage of employment and economic development benefits accruing from the construction of Limestone. Further, he cited the exchange of letters between the Minister of Energy and Mines for Manitoba, who is also the Minister responsible for the administration of the Manitoba Hydro Act, and the Minister of Indian Affairs and Northern Development as proof that Limestone would be different from earlier hydro projects.

The Board recognizes that there is a potential for the advancement of the construction of Limestone to have an adverse impact. The advancement will decrease the amount of time available to train and prepare for employment and business opportunities and this might result in a decrease in native involvement. However, this argument presumes that the extra time available without the advancement would be used for training and other preparation for native involvement; in this regard the Board notes that the pressure of imminent development such as the proposed Limestone project is often required to justify an allocation of scarce resources to an activity.

7.4.2 Licensing Conditions

The MKO and the NFC have each requested that the Board impose certain terms and conditions in any licence which might be granted, as discussed in sections 6.10 and 6.11.

Turning first to the NFC, this intervenor requested that the Board require that provisions of the Northern Flood Agreement be substantially implemented before construction of the Limestone Plant begins. The question of the relevance of the Northern Flood Agreement in the proceedings and the scope of questioning which could be pursued was considered by the Board during the course of the hearing. The Board ruled that insofar as the advancement of plants may affect the ability of MH to comply with its obligations under the Northern Flood Agreement, those are matters which should be taken into consideration in deciding whether an export licence should be granted. In addition, the Board stated that insofar as there may be any social, economic or physical effects or costs resulting from the advancement which may flow from MH's obligations under the Northern Flood Agreement, these matters are relevant and should be considered. This ruling was consistent with the Board's letter to all interested parties dated 24 October 1984[1].

The Board is sympathetic to the concerns of the NFC and is aware that there have been difficulties encountered by native groups in previous northern development. The Board agrees that it is in the best interests of Manitoba and Canada that the Northern Flood Agreement be effectively implemented. However, after having given this matter careful consideration, the Board is of the view that the scope of the requested condition is too broad, given the limited nature of the export application before the Board for consideration. The condition suggested covers the obligations of the parties to the Northern Flood Agreement in respect of the whole of the Lake Winnipeg Regulation and Churchill River Diversion Project (defined as the Project including any substantially similar redevelopment thereof) and not just in respect of the advancement of the construction of the Limestone and future Wuskwatim and Conawapa Stations. In addition, the Board notes that procedures have been set up under the Northern Flood Agreement to deal with the resolution of grievances. As stated in the Board's ruling on 8 November 1984, the Board would not, in any way, wish to supplant those procedures which have been agreed to by the parties.

Turning secondly to the MKO, this intervenor requested that the Board impose terms and conditions to ensure that, prior to the construction of Limestone, certain studies be carried out and programs initiated through consultation between Manitoba Hydro and native organizations to ensure that the maximum benefit of the construction projects will go to the affected native communities, particularly with regard to employment and business opportunities. The MKO suggested that these studies should be presented for public scrutiny and approved by the Board. Reference was made in the evidence of the MKO to similar terms and conditions imposed by the Board in a Certificate of Public Convenience and Necessity issued to Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd. for a pipeline extending from Norman Wells in the Northwest Territories to Zama, Alberta.

[1] In its letter dated 24 October 1984 to all interest parties the Board stated that while the NEB Act does not confer on the Board jurisdiction to regulate the generating planning practices of a provincial utility, or the scheduling or construction of plants for domestic use, the Board's jurisdiction does extend to consideration of the impacts associated with the advancement of construction of facilities required for export.

The Board recognizes the concerns of the MKO and believes that such consultative and planning activities between affected native groups and the Applicant similar to those described by the MKO, leading to increased native participation in MH's northern activities, are in the public interest. The Board notes that the circumstances at hand are very different from those which surrounded the granting of a Certificate of Public Convenience and Necessity to Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd. In that case, the Board had direct jurisdiction over the facilities in question and the Board was of the view that the studies required by the terms and conditions of the Certificate and the process of consultation with parties of record was necessary to ensure that the facilities were constructed in a manner consistent with the public interest. Having given these matters careful consideration, the Board has concluded that, in the context of the current application, it would not be appropriate for the Board to impose these obligations as a part of the terms and conditions of any licence which might be granted. From the evidence at this hearing, the Board notes that there is a process set up under provincial law, namely the IPB/MEARA process, wherein the MKO's requested terms and conditions could be considered. In the Board's opinion, that would be a more appropriate forum for direct and effective resolution of the MKO's concerns.

During final argument, the question of the jurisdiction of the Board to impose the terms and conditions requested by the NFC and the MKO was raised. In light of the Board's decision on the requested terms and conditions, the Board finds that it is unnecessary to rule on this matter.

In arriving at its decision on the requests of the MKO and the NFC, the Board has had regard to the fact that the Minister of Indian Affairs and Northern Development, who is a signatory to the Northern Flood Agreement and who is responsible for Indian people in Manitoba affected by the proposed project, did not request similar terms and conditions and did not indicate his support for the requests of the MKO and the NFC. Moreover, the Board notes the intentions of the Government of Manitoba, MH and the Minister of Indian Affairs and Northern Development with respect to the plans being developed to ensure that the needs, concerns and rights of native people are taken into account. The Board hopes that these intentions will be put into action so that the construction of the various hydro-electric facilities can proceed in a manner fully consistent with the public interest.

There is a much longer lead time available for Wuskwatim and Conawapa and the Board recommends that this time be used effectively to further prepare northern people for the proposed development.

7.5 Environmental Impact

The Applicant intends to supply the export from its system hydraulic generation. The only environmental impacts resulting from the export would be those associated with the advancement of the in-service dates of the Limestone, Wuskwatim and Conawapa stations. The evidence shows that the expected environmental impacts resulting from the construction projects will occur with or without the export and the associated advancement of these projects. The evidence also shows that changes to resevoir levels resulting from the export will be possibly beneficial. The Board is therefore satisfied that no material adverse environmental impact would result from the production of power or energy which the Applicant seeks to export.

7.6 Other Considerations

Several intervenors argued that the proposed export involves serious economic risks associated with uncertainties in the future which have not been adequately examined or estimated in the application. They suggested that the Board find that it needed further evidence before it could render a decision on the application.

The Board understands that some level of risk is reasonable and necessary in order to obtain the benefits accruing from an export or from any other major undertaking. However, the Board expects that these risks would be adequately assessed in any application presented for an export licence. In the case at hand the Board notes that a sensitivity analysis has been included in the Applicant's cost-recovery analysis. The Board accepts that the sensitivity analysis addresses risks and demonstrates that under conditions of lower or higher interest rates and escalation rates, and different load growth rates, benefits to the Applicant remain substantial. The Board also notes that the export contract and the pricing formulae contain features and provisions which would minimize the impact on the Applicant's revenues of significant reductions in Sherco 3 costs resulting from United States government actions or changing economic and financial conditions. As stated earlier, in the section on the Board's Economic Analysis, the Board believes that uncertainty has been adequately addressed in the Applicant's cost-benefit analysis.

Based on these considerations the Board is satisfied that there is sufficient evidence to show that the risks associated with the proposed export have been adequately examined and are within acceptable bounds.

In a ruling on an information request by the CAC, the Board stated that "the potential effect of exports on the rates paid by MH's general consumers is relevant to this application"[1]. It later reiterated this by stating "what is relevant to these proceedings is whether or not, and the extent to which, revenue from the export to NSP will result in benefits to the domestic power consumers of MH". In making these statements, the Board recognized that domestic rate regulation falls under provincial jurisdiction. Nevertheless, the extent to which the revenues from an export would have a beneficial effect on the rates paid by domestic power consumers is relevant to the Board's assessment of any export application in which such benefits are cited as one of the advantages of proposed exports. In this proceeding, the Board ruled that the effect of the export revenue on domestic power rates was relevant because this effect was emphasized by Manitoba Hydro as a benefit of the export by the inclusion in its application of detailed projections of the effect of the export on revenue requirement. However, the Board's basic concern is that it be able to satisfy itself that the export price will recover its appropriate share of the costs incurred in Canada and that the export revenue will provide benefits to Canada. The Board has been satisfied on both these matters in this case.

In final argument, Counsel for the MKO suggested that the MEA had no legal authority to enter into the export agreement, was therefore not a proper signatory to the agreement, and that the Board should re-examine its earlier ruling on the role played by the MEA in the application. The Board having had the opportunity to review its earlier decision on this matter and all the evidence adduced throughout the hearing, acknowledges that the MEA has had and will continue to have a prominent role to play in this export proposal. However, the Board has been unable to find any new evidence which would convince it to reconsider its earlier decision. The Board continues to find that Manitoba Hydro is the principal owner and operator of the electrical facilities and producer of electricity in Manitoba and, therefore, would be the appropriate holder of any export licence which the Board might be prepared to issue. The Board continues to be satisfied that the proposed export is covered by a legally binding agreement between the buyer, NSP, and the Applicant, MH, and the question of the legal capacity of the MEA to enter into such an agreement does not, in the Board's view, diminish the commitment of MH to the export. Therefore, the question of whether or not the MEA is a proper signatory to the agreement is not a matter which the Board finds it should attempt to settle, or indeed, needs to settle in this decision.

7.7 The Board's Finding

In view of the foregoing, the Board, having satisfied itself that the power and energy to be exported are surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements, and that the prices to be charged are just and reasonable in relation to the public interest, and having had regard to all other considerations that appear to it to be relevant, is prepared to issue to Manitoba Hydro a licence authorizing the export to NSP of firm power of up to 500 MW and firm energy of up to 3405 GW.h per consecutive 12-month period from 1 May 1993 to 20 April 2005. Applicable terms and conditions are set out in Appendix 8.

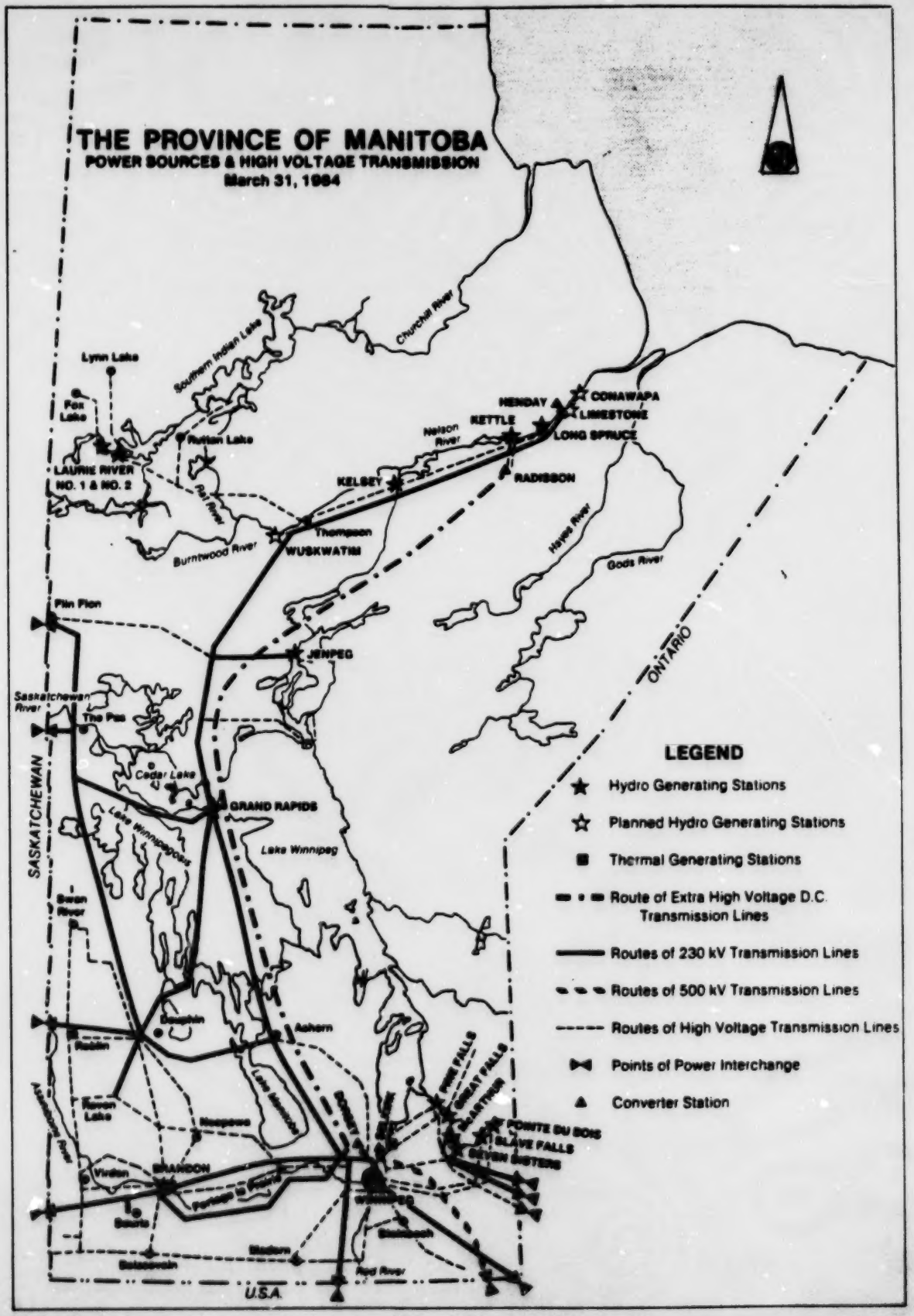
R.F. Brooks
Presiding Member

J.L. Trudel
Member

R.B. Horner Q.C.
Member

[1] Page 297 of the transcript of the proceeding.

Appendix 1


THE PROVINCE OF MANITOBA
POWER SOURCES & HIGH VOLTAGE TRANSMISSION
March 31, 1984
Lynn Lake
Southern Indian Lake
Churchill River
Fox Lake
Rat Lake
LAURIE RIVER NO. 1 & NO. 2
Rat River
Burntwood River
KELSEY
HENDAY
CONAWAPA
LIMESTONE
KETTLE
Nelson River
LONG SPRUCE
RADISSON
Thompson
WUSKWATIM
Hayes River
Gods River
ONTARIO
Flin Flon
JENPEG
Saskatchewan River
The Pas
Cedar Lake
GRAND RAPIDS
SASKATCHEWAN
Lake Winnipegosis
Lake Winnipeg
Swan River
Dauphin
Ashern
Roblin
Lake Manitoba
Raven Lake
Neepawa
Virden
BRANDON
Portage la Prairie
Souris
Steinbach
Morden
Red River
U.S.A.
PINE FALLS
GREAT FALLS
SEVEN SISTERS
POINTE DU BOIS
SLAVE FALLS
LEGEND
Hydro Generating Stations
Planned Hydro Generating Stations
Thermal Generating Stations
Route of Extra High Voltage D.C. Transmission Lines
Routes of 230 kV Transmission Lines
Routes of 500 kV Transmission Lines
Routes of High Voltage Transmission Lines
Points of Power Interchange
Converter Station

Appendix 2

Power Agreement — Details of Pricing Components and Penalty Provisions

A Pricing Components

1) Capacity Pricing

Manitoba shall bill NSP monthly beginning 31 May 1993 for the 500 MW capacity purchase as follows:

Monthly Capacity Bill ($) = 1/12 × 0.8 × 500 000 × CI × LARR X ADJ

Where: CI is the Capital Investment in $ per kW.

LARR is the Levelized Annual Revenue Requirement.

ADJ is an adjustment factor which reflects the fact that the contract term is shorter than the life of Sherco 3.

Capital Investment (CI)

The capital investment will be the total installed cost of NSP's share of Sherco 3 based on the capital charges associated with Sherco 3 at the time Sherco 3 begins commercial operation expressed in $/KW based on the actual net generating capacity of NSP's share. This cost shall be escalated from the date of commercial operation to May 1993 using the Handy-Whitman Index of Public Utility Construction Costs for Steam Production Plants in the North Central Region. In the event additional capital expenditures are required on Sherco 3 to meet new United States federal regulations, these expenditures will be expressed in $/KW and included in the Sherco 3 capital cost at the time they are made. The Adjustment Factor to be applied to these additional investments will be based on the remaining duration of the contract at the time the investments are made.

Levelized Annual Revenue Requirements (LARR)

$$LARR = \frac{\text{(Return + Depreciation + Income Taxes — Allowance for Funds During Construction)}}{\text{Total Investment}}$$

LARR shall be calculated at the beginning of each Contract Year using the Cost of Capital components and formula defined in Schedule 1 of the Power Agreement.

Adjustment for Duration (ADJ)

The formula for the Monthly Capacity Bill includes an adjustment for duration to reflect the fact that the 12-year contract term is shorter than a typical generating plant service life. This adjustment shall be determined each year using the following formula:

$$ADJ = \frac{(1 + D)^{33} - 1}{(1 + D)^{12} - 1} \times \frac{(1 + D)^{12} - (1 + E)^{12}}{(1 + D)^{33} - (1 + E)^{33}}$$

Where: *D* is the Cost of Capital calculated at the beginning of each Contract Year using the formula and definition in Schedule 1 of the Agreement.

E is the effective annual escalation rate during the previous 5-year period determined from the Handy-Whitman index.

33 is the life in years of Sherco 3.

12 is the twelve Contract Years.

2) **Energy Pricing**

Manitoba shall bill NSP monthly beginning 31 May 1993 for the energy delivered as follows:

Monthly Energy Bill ($) = 0.8 × (Fixed Operating Costs + Variable Operating Costs of Sherco 3)

Where the Fixed and Variable Operating Costs are as defined in Schedule 2 of the Agreement.

In general the Fixed and Variable Operating Costs include the property tax, administrative and general expenses, fixed and variable operating and maintenance costs and fuel costs, where the fuel cost component to be used for each month of the contract period shall be equal to the 1 May 1993 fuel cost component escalated from 1 May 1993 to that month at the same rate of escalation as the primary coal price at the point of origin (the mine-mouth cost of the coal supply for Sherco 3).

B **Penalty Provisions**

NSP Penalty

If NSP accepts less than the scheduled amount of 3285 GW.h[1] (3294 GW.h in a leap year) at the end of the Contract Year it shall pay Manitoba as follows:

NSP Payment ($) = (L-A) × 0.8 × B

Where: *L* is the scheduled amount

A is the amount of energy delivered to NSP in the Contract Year

B is the Variable Operating Cost in $ per MW.h.

Manitoba Penalty

If Manitoba has not made available part or all of the scheduled amount at the end of the Contract Year it shall pay NSP the lesser of the following:

(i) $P = C \times 1.2 \times B + F \times 0.8 \times B$, or

(ii) $P1 = P \times \frac{L - A}{C + F}$

Where: A, B and L are as defined above.

C is the amount of energy scheduled for delivery to NSP for which delivery was restricted due to the unavailability of Limestone units or the unavailability of sufficient HVDC transmission or firm generation.

F is the amount of energy scheduled for delivery to NSP for which delivery was restricted due to the unavailability of the 500 kV facility from Winnipeg to Minneapolis.

[1] The parties may mutually agree to a different schedule in any year.

Appendix 3

Manitoba Hydro & Winnipeg Hydro Integrated Generating System (1983/84 Winter Capacity)[1]

	Station	Winter Capacity (MW)
Hydraulic:	Great Falls	132
	Seven Sisters	150
	Pine Falls	82
	McArthur	56
	Grand Rapids	472
	Kelsey	224
	Kettle	1272
	Jenpeg	126
	Long Spruce	980
	Laurie River	10
	Pointe du Bois[2]	72
	Slave Falls[2]	68
	Total	3644
Thermal Steam — Lignite Fired Capacity (Brandon, Selkirk)[3]		369
Gas Turbine		24
Diesel (system)		3
(isolated)		24
Total installed winter capability		4064

[1] Source — MH 1983 Annual Report
— Capacities for Winnipeg Hydro Plants taken from Statistics Canada publication 57-206.

[2] Owned by Winnipeg Hydro.

[3] Selkirk is now used as a synchronous condenser rather than a generating facility.

Appendix 4

MANITOBA HYDRO
CAPACITY, DEMAND AND SURPLUS POWER
AT TIME OF ANNUAL PEAK DEMAND*, WITH
CAPACITY ADVANCEMENT
(MW)

	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/00	2000/01	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05
EXISTING HYDRO POWER CAPABILITY	3548	3548	3548	3548	3548	3548	3548	3548	3548	3548	3548	3548
LIMESTONE	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280
WUSKWATIM			88	350	350	350	350	350	350	350	350	350
CONAWAPA						130	780	1300	1300	1300	1300	1300
THERMAL POWER CAPABILITY	369	369	369	369	369	369	171	105	105	105	105	105
TOTAL DEPENDABLE POWER CAPABILITY	5197	5197	5285	5547	5547	5677	6129	6583	6583	6583	6583	6583
DOMESTIC DEMAND**	3946	4060	4184	4291	4408	4510	4613	4698	4787	4878	4974	5138
RESERVE***	474	487	502	515	529	541	554	564	574	585	597	617
SURPLUS	777	650	599	741	610	626	962	1321	1222	1120	1012	828

* NORMALLY OCCURS IN JANUARY
** BASED ON MAY 1983 LOAD FORECAST
*** 12% OF DOMESTIC DEMAND

Appendix 5

MANITOBA HYDRO ANNUAL DEPENDABLE CAPABILITY, LOAD AND SURPLUS ENERGY WITH CAPACITY ADVANCEMENT (GW.h)

	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/00	2000/01	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05
EXISTING HYDRO	17010	17010	17010	17010	17010	17010	17010	17010	17010	17010	17010	17010
LIMESTONE	5455	5455	5455	5455	5455	5455	5455	5455	5455	5455	5455	5455
WUSKWATIM			318	1760	1760	1760	1760	1760	1760	1760	1760	1760
CONAWAPA						527	4430	5175	5175	5175	5175	5175
TOTAL HYDRO	22465	22465	22783	24225	24225	24752	28655	29400	29400	29400	29400	29400
THERMAL	1865	1865	1865	1865	1865	1865	1390	758	600	600	600	600
TOTAL IN-PROVINCE	24330	24330	24648	26090	26090	26617	30045	30158	30000	30000	30000	30000
FIRM IMPORTS	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
TOTAL CAPABILITY	25830	25830	26148	27590	27590	28117	31545	31658	31500	31500	31500	31500
DOMESTIC LOAD	18999	19572	20193	20782	21355	21914	22465	22917	23368	23787	24242	24697
SURPLUS	6831	6258	5955	6808	6235	6203	9080	8741	8134	7713	7258	6803

Appendix 6

Applicant's Cost-Recovery Analysis — Detailed Results of Sensitivity Analysis

To allow for risk, MH also conducted cost-recovery analyses under various load growth and interest rate assumptions. The results are summarized below.

Sensitivity Analysis Results
(present value millions of 1984 $)

Assumptions	Total Sales Costs	Total Sales Revenues	Revenue/Cost Ratio
High Load Growth (4.0%/year)	433	707	1.6
Low Load Growth (2.0%/year)	259	707	2.7
High Interest/ Escalation (14% int., 9% esc.)	329	695	2.1
Low Interest/ Escalation (8% int., 5% esc.)	281	785	2.8

Appendix 7

Applicant's Cost-Benefit Analysis — Sensitivity Tests on the SOCL

The Applicant economic consultant performed two sensitivity tests on the SOCL in the cost-benefit analysis. In the first test it was assumed that employment conditions would improve after the 1980s, thereby reducing the probability of hiring a worker who otherwise would have been unemployed. In this case, therefore, an adjustment to the private wage bill to reflect the SOCL was applied only for the 1984-1989 period.

In the second sensitivity test, no adjustment was applied to the private wage bill. Thus, no benefit is conferred for the hiring of a previously unemployed worker.

The results of the two tests are shown below. It is apparent that even when no labour benefit is included the consultant expects that the Sale Sequence will yield significant net benefits to Canada at a discount rate of 8 percent.

Opportunity Cost of Labour Sensitivity Results (present value million of 1984 $)

	Adjusted Throughout	Adjusted Only in 1980s	No Adjustment
Net Revenues	52	52	52
Adjustment to Reflect Social Opportunity Cost of Labour	52	51	0
Adjustment to Reflect Social Opportunity Cost of Foreign Exchange	32	32	32
Adjustment to Reflect Social Opportunity Cost of Embedded Taxes	28	28	28
Adjustment to Reflect Resource Losses and Infrastructure Costs	(1)	(1)	(1)
SOCIAL NET BENEFITS	163	163	112

Appendix 8

(Proposed Licence EL-170)

Terms and Conditions of Export Licence for Firm Power and Energy — NSP

1. The term of this licence shall commence on 1 May 1993 and shall end on 30 April 2005.
2. The class of inter-utility export authorized hereunder is the sale transfer of firm power and energy.
3. The power and energy to be exported hereunder shall be transmitted over any international power line for which a Certificate of Public Convenience and Necessity issued by the Board is in effect.
4. The quantity of power that may be exported under this licence shall not exceed 500 MW.
5. The quantity of energy that may be exported in any consecutive 12-month period within the term of this licence shall not exceed 3405 GW.h.
6. The quantity of energy that may be exported in any month within the term of this licence shall not exceed 370 GW.h.
7. The Licensee shall not export power or energy hereunder whenever and to whatever extent such power or energy is required to supply the Licensee's firm load requirements in Manitoba.
8. The price to be charged by the Licensee for exports made hereunder as sale transfers shall not be less than the price calculated in accordance with methods set forth in the Power Agreement dated 14 June 1984 between the Licensee and Northern States Power Company (hereinafter referred to as the "Power Agreement").
9. Exports of power and energy made hereunder shall be in accordance with the Power Agreement and the Licensee shall not, without the prior approval of the Board, amend, terminate, or enter into any agreement in substitution for or in addition to the Power Agreement.
10. The Licensee, within 15 days after the end of each month during the term of this licence, shall file with the Board a report in such form and detail as the Board may specify, setting forth for that month information pertaining to transactions under the licence.

Appendix 9

Decision on Preliminary Motions

7 November 1984

Yesterday the Board heard the representations of Mr. Rosenbloom on behalf of the Manitoba Keewatinowi Okimakanak in respect of two motions or preliminary objections to the application of Manitoba Hydro proceeding further at this time.

The objections may be summarized as follows:

First, the MKO argued that the Manitoba Energy Authority who, with Manitoba Hydro, was signatory to the agreement with Northern States Power, did not have the legal authority to enter into such an agreement. Therefore, the arguement follows, the contract which is before the Board is invalid and the proceedings should not continue; and second, in the alternative, MKO argued that if the Manitoba Energy Authority did have the power to become a signatory to the agreement in question, the MEA should be before the Board as an Applicant in the current proceedings.

The Northern Flood Committee Inc. and the Grand Rapids Special Forebay Committee Inc. supported the motion of Mr. Rosenbloom, while the Consumers Association of Canada (Manitoba) made submissions also basically in support of MKO's request.

Manitoba Hydro and Saskatchewan Power opposed the request.

The Board has given careful consideration to the submissions of all parties on MKO's preliminary objections. The arguments of all parties are clearly recorded in yesterday's transcript, and the Board does not believe it is necessary to repeat them here.

Section 81 and Section 2 of the NEB Act provide the statutory backdrop against which the Board has deliberated on this matter.

Section 81 of the Act, which was referred to yesterday by several parties, states in part that:

> "Except as otherwise authorized by or under the regulations, no person shall export... power... except under the authority of and in accordance with a licence issued under this Part"

Meaning, of course, Part VI of the NEB Act. "Export is defined in Section 2 of the Act to mean with reference to power "to send from Canada, by a line or wire or other conductor, power produced in Canada."

Manitoba Hydro is not new to the Board as an applicant for licences to export electricity under the NEB Act, and Manitoba Hydro has been the holder of such licences for some time. Under the *Manitoba Hydro Act*, Manitoba Hydro continues to be the principal producer and transmitter of electricity in the province, owning facilities for the production and transmission of power throughout Manitoba; it has built and operates the various interconnections over which it sells electricity to neighbouring provinces in Canada and states in the United States.

Nothing has been put before the Board to suggest that the foregoing situation in respect of Manitoba Hydro has fundamentally changed. What is new is that the MEA, which was set up under the Manitoba Energy Authority Act in 1980, has been added to the scene to act basically as a policy arm of the provincial government in the area of electricity resource development and marketing. The fact that the new agency, MEA, has been engaged with officials of Manitoba Hydro in negotiating the contract for the 12-year sale of 500 megawatts to Northern States Power is not in question.

What is in question is whether the MEA has now assumed a role such that it now shares with Manitoba Hydro the function of an actual exporter of electricity, specifically in the case before the Board, in regard to the proposed export to Northern States Power.

As I mentioned earlier, the Board has carefully considered all of the arguments made by the parties to this proceeding. Consideration has been given, *inter alia*, to whether there is any indication that in the case at hand, the MEA has assumed or will assume a position, either jointly or separately, as, effectively, the owner of the electricity proposed to be exported or of the facilities over which the export is proposed to be made.

On the information available to it, the Board has been unable to find that the MEA is, in any way, in such a position.

Given that the Board has been unable to make such a finding, the Board has further been unable to conclude that the MEA ought to be, either separately or jointly, the holder of any export licence which the Board might be prepared to issue under Part VI of the NEB Act in response to the application before it.

Having been unable to so conclude, the Board has decided that the MEA need not be a co-applicant in this proceeding. The Board finds that Manitoba Hydro is the appropriate applicant in the circumstances of this export application.

The Board recognizes the concern raised by MKO on the question of whether the MEA is a proper signatory to the sales agreement with NSP. However, this particular concern is not a matter which the Board finds it should attempt to settle in these proceedings, or indeed, *needs* to settle, having regard to all of the surrounding circumstances.

The Board adopts this position in view of the fact that the proposed export is covered by a legally binding agreement between the buyer, NSP, and the Applicant, Manitoba Hydro, the party which would produce the power and transmit it over its facilities to the international boundary for export. If the addition of the MEA as a signatory to the export agreement is proper, this adds the assurance of the commitment of an agency of the provincial government to the sale. If the legal capacity of the MEA to enter into such an agreement is open to question, this does not, in the Board's view, diminish the commitment of Manitoba Hydro to the export. Regardless of the legal position of the MEA as a signatory to the contract, any questions relating to the requirement for provincial approvals of this proposed sale or questions to clarify the obligations of parties under the contract can, of course, be pursued in this hearing. In reviewing the witnesses which the Applicant plans to call, the Board notes that witnesses on Panel 1 should be in a position to deal with questions of this nature. The Board is of the view that this will allow parties ample opportunity for a full and fair hearing on those issues relevant to these proceedings.

In light of the foregoing reasons, the motions of the MKO are denied.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
MOTIFS DE DÉCISION

Relative à une requête aux termes de la
Loi sur l'Office national de l'énergie

par

The Manitoba Hydro-Electric Board

Février 1985

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
MOTIFS DE DÉCISION

Relative à une requête aux termes de la
Loi sur l'Office national de l'énergie

par

The Manitoba Hydro-Electric Board

Février 1985

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1985

N° du cat. NE22-1/1985-9F
ISBN 0-662-13816-3

Ce rapport est publié séparément
dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Secrétariat
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 992-3972

Imprimé au Canada

This report is published separately
in both official languages.

Copies are available on request from:

Secretariat
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 992-3972

Printed in Canada

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

RELATIVE À la Loi sur l'Office national de l'énergie et à ses règlements d'application; et

RELATIVE À une requête présentée par Manitoba Hydro-Electric Board (ci-après appelé « Manitoba Hydro » ou « la requérante ») en vue d'obtenir une licence d'exportation conformément à la Partie VI de ladite Loi, déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1923-4/M7-7.

ENTENDUE à Winnipeg (Manitoba) les: 5, 6, 7, 8 , 9, 10 ,12, 13, 14, 15 et 16 novembre 1984.

DEVANT:

R.F. Brooks	Membre présidant
J.L. Trudel	Membre
R.B. Horner, c.r.	Membre

ONT COMPARU

I.A. Blue W.J. Burnett	Manitoba Hydro-Electric Board
W.M. Smith	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
D. Austin	British Columbia Hydro and Power Authority
P. Barsalou C. Henderson G. Bloodworth	Ministère des Affaires indiennes et du Nord
J.M. Johnson N. Markettos	Ministère de l'énergie de l'Ontario
R.H. Crown D. Goulding	Ontario Hydro
G. Armstrong	Saskatchewan Power Corporation
A. Peltz	Association des consommateurs du Canada, Manitoba
J.W. Wilson	Grand Rapids Special Forebay Committee Inc.
M. Wiebe	Inter Church Task Force on Northern Flooding
C. Gillespie G. Sigurdson	Northern Flood Committee Inc.
D. Rosenbloom	Manitoba Keewatinowi Okimakanak Inc.
G. Filmon	Parti progressiste conservateur du Manitoba
D.W. Craik	Lui-même
B. Silver A. Lansdowne	Conseil d'études de l'environnement du Manitoba
K. Emberley Dr. W.R. Goddard	The Crossroads Resource Group of Winnipeg
S.K. Fraser	Office national de l'énergie

Table des matières

	Page
Exposé et comparutions	I
Tableaux	III
Annexes	III
Abréviations employées dans ce rapport	IV
Résumé directeur	1
Partie I — Motions préliminaires	3
Partie II — Requête	5
1. Historique	5
2. Licences détenues par Manitoba Hydro	7
3. La requête	9
4. Le contrat de puissance	11
5. La preuve	13
5.1 Les charges au Manitoba	13
5.2 La prévision de la charge	13
5.3 Plan d'équipement	13
5.4 Charge, approvisionnement et excédent	14
5.5 Le marché de l'exportation	14
5.6 Offres aux services d'électricité canadiens	15
5.7 Prix et coûts	15
5.7.1 Prix d'exportation	15
5.7.2 Coûts applicables au Canada	16
5.7.3 Prix de services équivalents aux Canadiens	16
5.7.4 Coûts d'opportunité sur le marché américain	16
5.8 Analyse économique	16
5.8.1 Analyse de recouvrement des coûts	16
5.8.2 Analyse des coûts-avantages	17
5.9 Rendement du réseau	20
5.10 Répercussions environnementales et processus d'examen provincial	20
6. Interventions	23
6.1 Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta	23
6.2 British Columbia Hydro and Power Corporation	23
6.3 Ministre des Affaires indiennes et du Nord	23
6.4 Ministre de l'Énergie de l'Ontario	23
6.5 Saskatchewan Power Corporation	23
6.6 Ontario Hydro	24
6.7 Association des consommateurs du Canada, Manitoba	24
6.8 Grand Rapids Special Forebay Committee Inc.	24
6.9 Inter-Church Task Force on Northern Flooding (Groupe de travail inter-église sur les terres septentrionales inondées	24
6.10 Northern Flood Committee Inc.	25
6.11 Manitoba Keewatinowi Okimakanak Inc.	25
6.12 Le Parti progressiste conservateur du Manitoba	25
6.13 D.W. Craik	26
6.14 Conseil d'études de l'environnement du Manitoba	26
6.15 The Crossroad Resource Group of Winnipeg	26
6.16 Le Procureur général du Québec	27
6.17 Hydro-Québec	27

7. Décision 29

7.1 Excédent 29
7.2 Prix d'exportation 30
7.2.1 Coûts applicables au Canada 30
7.2.2 Prix du service équivalent fourni aux Canadiens 31
7.2.3 Solution des moindres coûts de l'acheteur 32
7.3 Analyse économique 32
7.3.1 Analyse du recouvrement des coûts 32
7.3.2 Analyse des coûts-avantages 33
7.4 Considérations d'ordre socio-économique 34
7.4.1 Répercussions socio-économiques 34
7.4.2 Modalités des licences 34
7.5 Impact environnemental 36
7.6 Autres considérations 36
7.7 Conclusions de l'Office 37

TABLEAUX

5-1 Prévision de la charge pour mai 1983: Demande de pointe, taux de la croissance annuelle, besoins d'énergie

5-2 Dates de mise en service devancée des centrales

5-3 Scénario de vente: Résultats de l'analyse du recouvrement des coûts présentés par MH.

5-4 Scénario de vente: Résultats de l'analyse des coûts-avantages, présentés par MH.

ANNEXES

1 Carte — Province du Manitoba — Centrales électriques et lignes de transport d'énergie à haute tension

2 Contrat de puissance — Détails des composantes du prix et des dispositions en matière de pénalité

3 Réseau intégré de production de Manitoba Hydro et Winnipeg Hydro — Capacité hivernale 1983

4 Capacité, demande et excédent de puissance, au moment de la charge de pointe annuelle (1993-2005)

5 Productibilité fiable annuelle, charge et énergie excédentaire (1993 — 2005)

6 Analyse du recouvrement des coûts de la requérante — Résultats détaillés de l'analyse de la sensibilité

7 Analyse des coûts-avantages de la requérante — Essais de la sensibilité sur le CSOM

8 Modalités de la licence d'exportation pour de l'énergie et de la puissance garantie — Northern States Power (EI-170 proposé)

9 Décision sur les motions préliminaires

Abréviations employées dans le rapport

$	dollars (en devises canadiennes actualisé à 1984 sauf indication contraire)
GW.h	gigawatt-heure (1 million de kW.h)
km	kilomètre
kV	kilovolt
kW.h	kilowatt-heure
MW	mégawatt
MW.h	mégawatt-heure
mil	un dixième d'un cent (en devises canadiennes, sauf indication contraire)
« ACC »	Association des consommateurs du Canada, Manitoba
« BRAN »	Besoin de revenus annuels nivelés
« Contrat »	le contrat de puissance conclu entre Northern States Power Company, Manitoba Hydro-Electric Board et Manitoba Energy Authority
« CSOM »	Coût social d'opportunité de la main-d'œuvre
« IPB »	Inter-Departmental Planning Board
« II »	Investissement en immobilisations
« Loi sur l'ONÉ » ou « Loi »	Loi sur l'Office national de l'énergie
« Manitoba »	Manitoba Hydro-Electric Board et Manitoba Energy Authority
« MEA »	Manitoba Energy Authority
« MEARA »	Manitoba Environmental Assessement and Review Agency
« MKO »	Manitoba Keewatinowi Okimakanak Inc.
« NSP »	Northern States Power Company
« Office » ou « ONÉ »	Office national de l'énergie
« OH »	Ontario Hydro
« RED »	Facteur de redressement
« Requérante » ou « MH »	Manitoba Hydro-Electric Board
« SPC »	Saskatchewan Power Corporation
« TAS »	Taux d'actualisation social

Résumé directeur

Nota: Ce résumé n'est offert que pour aider le lecteur et ne fait pas partie des décisions ou des motifs de celles-ci.

La requête

En août 1984, Manitoba Hydro-Electric Board (MH) demandait à l'Office national de l'énergie (l'Office) une licence d'exportation pour effectuer des ventes de puissance et d'énergie électriques à Northern States Power Company (NSP), service d'électricité américain desservant la région située autour de Minneapolis (Minnesota). La licence demandée visait la vente de 500 MW de puissance garantie et 4 392 GW.h d'énergie garantie (équivalent à 500 MW, à un facteur d'utilisation de 100 pour cent) pour chaque période de douze mois, du 1er mai 1993 au 30 avril 2005. La vente serait conforme à un contrat de puissance daté du 14 juin 1984, conclu entre NSP, MH et la Manitoba Energy Authority, cette dernière étant une société de la Couronne provinciale qui est autorisée à négocier l'achat et la vente d'électricité.

La requête de MH a été entendue à Winnipeg (Manitoba) en novembre 1984.

Les conclusions de l'office

Dans sa décision, l'Office a conclu que la puissance et l'énergie à exporter étaient excédentaires aux besoins de consommation raisonnablement prévisibles des Canadiens, et que les prix à exiger étaient justes et raisonnables par rapport à l'intérêt public. L'Office a précisé que, ayant tenu compte de toutes les autres questions qui lui semblaient pertinentes, il était disposé à délivrer une licence autorisant l'exportation à NSP jusqu'à concurrence de 500 MW de puissance garantie et jusqu'à 3 405 GW.h d'énergie garantie pour chaque période de douze mois consécutifs, du 1er mai 1993 au 30 avril 2005.

Historique

Le prix d'exportation inclurait des frais distincts de capacité et d'énergie. Les frais de capacité seraient établis sur le coût évité de la NSP, soit la part de NSP des coûts réels en capital d'une nouvelle centrale thermique au charbon au Minnesota d'où NSP devrait obtenir de la puissance à compter de 1988; le coût en capital serait indexé à 1993, date du début de l'exportation. Les frais de capacité seraient redressés afin de tenir compte de la durée raccourcie de l'exportation projetée, par rapport à la vie prévue de la centrale thermique au charbon. Les frais d'énergie seraient également établis sur le coût évité de NSP, soit sa part de tous les frais fixes et variables d'exploitation de cette même centrale thermique au charbon, ces frais étant utilisés pour obtenir le prix unitaire de l'énergie exportée. Tous les frais incluraient des dispositions tenant compte des facteurs d'indexation.

Manitoba Hydro envisage devancer les dates de mise en service de trois centrales hydroélectriques situées sur le bas fleuve Nelson, afin d'obtenir la capacité suffisante pour répondre et aux besoins prévus d'exportation, et à sa charge intérieure. Le coût de l'exportation pour MH serait le coût associé au devancement des dates de mise en service des trois centrales, plus les frais d'exploitation associés à la production d'énergie pour l'exportation. Une analyse de MH indique que les revenus tirés de la vente d'exportation dépasseraient les coûts d'environ 400 millions de dollars, exprimés en dollars 1984. MH a également réalisé une analyse des coûts-avantages pour estimer les profits et les coûts applicables au Canada dans son ensemble, par rapport aux profits commerciaux que MH en tireraient. Les profits estimés qui reviendraient au Canada seraient de l'ordre de 163 millions de dollars en valeur actuelle.

Les effets environnementaux prévus attribuables à l'exportation seraient peu important et se rapporteraient principalement au moment de la construction des installations de production; les centrales seraient nécessaires, qu'il y ait ou non exportation. Tout effet opérationnel provenant de l'exportation serait limité et possiblement avantageux.

Principales questions

Quelques-unes des questions principales soulevées par les intervenants sont résumées ci-dessous, ainsi que les opinions de l'Office à leur égard.

1. Saskatchewan Power Corporation a demandé que l'énergie associée à la puissance garantie soit limitée à un facteur d'utilisation annuelle de 75 pour cent, ou par ailleurs, que toute quantité d'énergie en sus du montant de base associé à la puissance garantie à un facteur de capacité supérieur à 75 pour cent soit autorisée comme énergie interruptible. L'Office a précisé que, à son avis, MH n'avait pas suffisamment justifié son besoin d'une licence pour exporter de la puissance à un facteur d'utilisation de 100 pour cent. L'Office a considéré qu'une licence permettant une limite maximale annuelle d'énergie de 3 405 GW.h, correspondant à un facteur d'utilisation annuelle de 78 pour cent, donnerait à MH suffisamment de souplesse pour qu'elle respecte ses engagements contractuels sans pour autant porter préjudice à d'autres services d'électricité canadiens.

2. Un certain nombre d'intervenants se sont préoccupés des incidences des projets de construction hydro-électriques sur les bandes indiennes. Deux groupes, qui représentent la majorité des bandes indiennes du nord du Manitoba, ont demandé à l'Office que la licence soit assujettie à une condition pour s'assurer que les collectivités indiennes profiteraient des projets de construction, particulièrement en ce qui concerne les possibilités d'emplois et d'affaires. Bien que l'Office reconnaisse la préoccupation des groupes autochtones, et qu'il soit bien disposé à leur égard, il a considéré inapproprié d'imposer les modalités demandées dans la licence d'exportation. À son avis, et vu la nature limitée de la requête en exportation, il existe d'autres niveaux plus appropriés pour résoudre les problèmes des groupes autochtones.

3. Dans son intervention, l'Association des consommateurs du Canada, Manitoba (ACC) a allégué que MH n'avait pas suffisamment étudié d'autres méthodes pour répondre aux besoins futurs intérieurs et à ceux de l'exportation. D'autres intervenants partageaient ce point de vue. Dans les présentes circonstances, l'Office était d'avis qu'il n'avait pas à décider si la requérante avait choisi la meilleure option pour approvisionner les besoins futurs de charge. L'Office constata toutefois que son évaluation de la requête pour une licence d'exportation n'avait révélé aucune anomalie dans le plan d'équipement de MH.

4. Un des intervenants a estimé que les coûts appropriés devant être évalués par rapport à l'exportation pourraient être une partie des coûts totaux associés à la construction des trois centrales hydro-électriques prévues et de tous les aménagements antérieurs suite aux projets de la régulation du Lac Winnipeg et du détournement du bas Nelson. L'Office a affirmé qu'à son avis, étant donné que le devancement de la construction des trois centrales était la seule modification des plans d'équipement de MH nécessaires à l'exportation, les coûts associés au devancement représentaient les coûts appropriés devant être évalués en fonction de l'exportation.

5. Plusieurs intervenants ont exprimé leurs inquiétudes à l'effet que le risque économique et financier associé à la vente d'exportation n'avait pas été suffisamment évalué. L'Office a admis qu'il existe toujours un certain niveau de risque dans toute entreprise importante, et il est convaincu qu'il y avait suffisamment de preuve pour démontrer que les risques associés à l'exportation projetée avaient été suffisamment examinés et qu'ils étaient dans des limites acceptables.

6. Deux des intervenants ont exprimé leurs préoccupations à l'effet qu'il n'existait aucune garantie que les revenus d'exportation serviraient au recouvrement des coûts de devancement de MH, étant donné que le contrat d'achat prévoyait que Manitoba Energy Authority devait percevoir les revenus d'exportation. L'Office constate qu'il n'est pas tellement préoccupé de la manière dans laquelle les revenus d'exportation sont répartis afin de recouvrer leurs coûts applicables au Canada, mais plutôt de savoir si ces revenus profiteraient en effet au Canada dans son ensemble. Dans le cas actuel, l'Office était convaincu que les revenus tirés de cette exportation seraient à l'avantage non seulement du Manitoba mais du Canada dans son ensemble.

Partie I — Motions préliminaires

Introduction

Le 11 septembre 1984, l'Office publiait l'ordonnance nº EH-6-84, ordonnant la tenue d'une audience publique à compter du 5 novembre 1984, pour entendre la requête présentée par MH en date du 1er août 1984, aux termes de la Partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie (la Loi sur l'ONÉ) en vue d'obtenir une licence autorisant l'exportation de puissance et d'énergie à NSP.

Décisions relatives aux motions préliminaires

Au début de l'audience, des parties ont avisé l'Office qu'elles avaient un certain nombre de motions préliminaires qu'elles désiraient soulever. Les 5 et 6 novembre 1984, l'Office a entendu les discussions portant sur ces motions.

L'Office a accordé, en partie, les demandes présentées par Northern Flood Committee (NFC), par l'ACC et par le ministère des Affaires indiennes et du Nord, à l'effet que MH fournisse des renseignements supplémentaires. La décision de l'Office concernant ces motions est présentée aux pages 284 à 305 de la transcription de l'audience.

L'Office a rejeté deux motions ou objections préliminaires soulevées par Manitoba Keewatinowi Okimakanak Inc. (MKO). En résumé, MKO prétendait que Manitoba Energy Authority (MEA) qui, avec MH, était signataire du contrat conclu avec NSP, n'était pas habilitée à passer un tel contrat. MKO affirmait, par conséquent, que le contrat devant l'Office était nul et que l'audience ne devrait pas se poursuivre. À titre d'alternative, MKO a prétendu que si MEA avait le pouvoir d'être signataire du contrat en question, elle devrait par conséquent être devant l'Office à titre de requérante dans le dossier. La décision de l'Office au sujet de ces deux motions préliminaires est présentée à l'annexe 9 des présents Motifs de décision.

Partie II - Requête
Chapitre 1
Historique

La requérante, MH, est une société de la Couronne, qui a été constituée en 1949 par une Loi provinciale. Ses pouvoirs sont vastes afin d'approvisionner toute la province en électricité et elle est exploitée en vertu de la Manitoba Hydro Act (Loi sur l'Hydro-Manitoba), soit le chapitre 190 des statuts révisés du Manitoba.

MEA est une société de la Couronne qui a été constituée en 1980 par la Loi provinciale aux termes de la Manitoba Energy Administration Act (Loi sur la régie de l'énergie du Manitoba), soit le chapitre 80 des statuts révisés du Manitoba. MEA est habilitée à négocier au nom de la province du Manitoba, l'achat et la vente d'électricité. MH doit obtenir l'approbation de la MEA avant d'effectuer des exportations.

MH est le cinquième service public d'importance au Canada. Elle vend de l'électricité à des abonnés de toute la province, sauf dans le quartier central de Winnipeg qui est desservi par la Winnipeg Hydro appartenant à la ville. MH et Winnipeg Hydro fonctionnent comme un réseau intégré de production et de transport d'électricité. MH est un membre de liaison du Mid-Continent Area Power Pool. La carte constituant l'annexe I montre les principales installations du réseau intégré en 1984.

L'électricité du réseau intégré est alimentée par une production hydraulique d'une capacité hivernale de 3 644 MW, par une production thermique au charbon d'une puissance d'exploitation de 369 MW et par une production de gaz et d'un groupe diesel de 27 MW. La production du groupe diesel totalise à elle seule 24 MW. MH a également conclu un contrat avec NSP pour l'achat de 300 MW de puissance de pointe d'hiver jusqu'au 30 avril 1993. En cas de piètres conditions d'hydraulicité, MH peut également acheter jusqu'à concurrence de 1 500 GW.h auprès de NSP, et jusqu'à 500 GW.h auprès de Minnesota Power and Light Company, au cours d'une année quelconque. En 1983-1984, la demande de pointe garantie du réseau intégré était de 2 889 MW, et la demande interne d'énergie garantie s'élevait à 14 388 GW.h.

MH exploite des lignes de transport d'électricité à courant alternatif à 138 kV, à 230 kV et à 500 kV, ainsi qu'une attache importante nord-sud à courant continu à haute tension (CCHT) à ± 500 kV, qui rattache les centrales du fleuve Nelson aux centres de charge à Winnipeg. La requérante possède trois interconnexions à 230 kV avec Saskatchewan Power Corporation (SPC) ainsi que deux interconnexions à 230 kV et une à 115 kV avec Ontario Hydro (OH). MH exploite également des lignes internationales de transport d'électricité, deux à 230 kV et une à 500 kV, en plus de deux interconnexions à faible tension avec des services publics américains, soit: NSP, Minnkota Power Cooperative, Otter Tail Power Company et Minnesota Power and Light Company.

Chapitre 2
Licences détenues par Manitoba hydro

MH détient actuellement sept licences d'exportation, désignées EL-97 à EL-103; elles se terminent le 31 octobre 1992 à l'exception de la licence EL-99 qui se prolonge au 30 avril 1993. Deux de ces licences sont interruptibles: EL-97, ayant une limite d'énergie de 19 500 GW.h pendant la durée de 13 ans de la licence et EL-103 ayant une limite d'énergie de 12 000 GW.h au cours de toute période de douze mois consécutifs, moins tout montant exporté aux termes de toutes les autres licences pendant cette période.

Quatre des licences de MH se rapportent à des exportations de puissance garantie. La puissance de pointe estivale est exportée en vertu de la licence EL-98, avec une limite de capacité de 200 MW et une limite d'énergie de 876 GW.h par année. La puissance de diversité saisonnière est exportée aux termes de la licence EL-99, avec une limite de capacité de 300 MW et une limite d'énergie de 262,8 GW.h par année. EL-102 est une licence garantie à court terme, avec une limite de capacité du moindre de, soit de 800 MW ou la capacité excédentaire du réseau de la détentrice de la licence, et une limite d'énergie au cours d'une année quelconque d'exploitation du moindre de, soit 5 000 GW.h ou la somme de 65 pour cent de l'énergie excédentaire plus toute énergie importée à titre d'énergie exportée retournée. Les transferts en vue de stockage sont autorisés aux termes de la licence garantie EL-101, dont la limite d'énergie s'établit à 2 500 GW.h au cours de toute période de 12 mois consécutifs.

MH détient également une licence de transfert de transit, EL-100, ayant une limite d'énergie de 800 GW.h au cours de toute période de 12 mois consécutifs. MH peut, en vertu de cette licence, transférer de la puissance ou de l'énergie transitée d'un service public en vue d'une livraison à une tierce partie, ou au service public d'origine.

Chapitre 3
La requête

Dans une requête en date du 1er août 1984, MH a demandé une licence d'exportation garantie afin de vendre à NSP, un maximum de 500 MW de puissance garantie, et un maximum de 4 392 GW.h d'énergie (égale à 500 MW à un facteur d'utilisation de 100 pour cent) au cours de toute période de 12 mois, du 1er mai 1993 au 30 avril 2005, conformément au contrat de puissance du 14 juin 1984, conclu entre NSP et MH et MEA (MH et MEA sont appelés conjointement ci-après « Manitoba » et le contrat de puissance est appelé « Contrat »). MH a également demandé l'approbation du contrat.

Le Contrat stipule que Manitoba doit exporter 500 MW de puissance à un facteur d'utilisation de 75 pour cent, correspondant à 3 285 GW.h d'énergie par année, sur une base du prendre ou payer. Selon les projections de MH sur la croissance de la charge, cette obligation exige le devancement des dates de mise en service des trois prochaines centrales de production. L'exportation aurait lieu par les lignes internationales de transport d'électricité existantes. L'approvisionnement de cette charge à l'exportation serait prioritaire par rapport à l'approvisionnement par MH de toutes les autres charges, à l'exception de la charge garantie à Manitoba, sous réserve de certaines limites précisées dans le Contrat.

Chapitre 4
Le contrat de puissance

Le Contrat conclu entre NSP et Manitoba a été signé le 14 juin 1984 mais il est assujetti à l'obtention des approbations nécessaires de l'ONÉ et de tout organisme de réglementation ayant juridiction en ce qui concerne la NSP; la durée du Contrat se terminerait le 30 avril 2005.

Le Contrat stipule que Manitoba devra vendre, et NSP devra acheter 500 MW de puissance garantie pour la période de 12 ans du 1er mai 1993 au 30 avril 2005. Sous réserve des limites précisées ci-dessous, NSP doit avoir accès à cette puissance d'après un facteur d'utilisation annuel d'au moins 75 pour cent, correspondant à 3 285 GW.h sur une base annuelle.[1] Les parties peuvent s'entendre mutuellement sur une prévision différente au cours d'une année donnée. Manitoba a le droit de limiter le facteur d'utilisation à un maximum de 80 pour cent au cours de chacun des mois d'été, soit de mai à octobre, et 75 pour cent au cours de chacun des mois d'hiver, soit de novembre à avril. Les livraisons peuvent être réduites lorsque la capacité des lignes de transport ou des unités de production à Limestone ne le permettent pas, ou parce que le réseau de la MH n'a pas la capacité nécessaire pour satisfaire ses besoins intérieurs d'énergie garantie. La livraison horaire minimale prévue en tout temps, pendant la durée du Contrat, devra être de 150 MW, ou comme les parties en conviendront.

Le prix de la capacité et de l'énergie achetées par NSP auprès de Manitoba est établi sur 80 pour cent du coût de la capacité et de l'énergie que reçoit NSP de la centrale thermique au charbon Sherburne County unité 3 (Sherco 3), le coût de la capacité étant indexé à une valeur de mai 1993; la redevance de capacité est redressée pour tenir compte du fait que la durée du Contrat est inférieure à la durée de vie prévue de la centrale Sherco 3. Le Contrat comprend des dispositions visant le paiement d'une amende par NSP si celle-ci n'achète pas la quantité d'énergie prévue annuellement et d'une amende par Manitoba si celle-ci ne livre pas la quantité prévue pendant toute année contractuelle. Une année contractuelle s'étend du 1er mai au 30 avril de l'année suivante. L'annexe 2 donne les détails des composantes d'établissement des prix et des dispositions d'amendes prévues d'après le Contrat.

Le Contrat contient une disposition à l'effet que, en cas de piètres conditions d'hydraulicité dans le bassin hydrologique du Manitoba, NSP doit vendre à la Manitoba un maximum de 1 500 GW.h d'énergie au cours de toute période de 12 mois. La Manitoba devra payer un montant correspondant au coût de la NSP pour fournir cette énergie, en plus du montant le plus grand, soit la majoration du pourcentage moyen que reçoit NSP pour des ventes d'énergie aux services américains pendant la période précédente de 12 mois, soit 10 pour cent du coût de la NSP pour fournir une telle énergie.

Tous les paiements entre les parties au présent Contrat doivent être en dollars américains.

[1] 3 294 GW.h pour une année bissextile.

Chapitre 5
La preuve

5.1 Les charges au Manitoba

Au cours de l'exercice financier du 1er avril 1983 au 31 mars 1984, la demande de pointe annuelle de Manitoba s'élevait à 2 889 MW et la charge d'énergie annuelle était de 14 387 GW.h. D'après le rapport annuel de Manitoba Hydro, pour l'année se terminant le 31 mars 1984, la requérante a desservi 333 585 abonnés. De ce nombre, 293 620 sont des abonnés résidentiels et agricoles, et 39 965 des abonnés des secteurs de puissance et de service général.[1]

5.2 Prévision de la charge

MH prépare une prévision de la charge une fois l'an à titre de données d'entrée initiales dans son cycle de planification annuelle. Pour prévoir les besoins du marché résidentiel, MH applique un modèle économétrique et le modifie en y incorporant la planification municipale actuelle. Quant au marché agricole, MH extrapole la tendance récente et la modifie pour tenir compte des développements connus. En ce qui concerne les marchés commercial et industriel, MH extrapole la croissance selon le type d'industrie, d'après la réaction historique aux conditions économiques et d'après les activités prévues de la clientèle.

MH a fondé sa requête sur sa prévision de la charge de mai 1983[2]. Le tableau 5.1 présente certaines données sur les demandes de pointe, les taux de croissance prévus et les demandes annuelles d'énergie:

Tableau 5-1

Prévision de la charge pour mai 1983: Demande de pointe, taux de la croissance annuelle et besoins d'énergie

	1983-1984	1993-1994	2004-2005
Demande de pointe (MW)	2 889	3 946	5 138
Taux moyen de la croissance annuelle de 1983-1984:		3,2 %	2,8 %
Besoin annuel d'énergie (GW.h)	14 387	18 999	24 697
Taux moyen de la croissance annuelle de 1983-1984:		2,8 %	2,6 %

En réponse à une demande de renseignements, MH a déposé la prévision de charge préliminaire de juin 1984. Un témoin a indiqué que cette prévision n'était pas disponible au moment où la requête fut rédigée, cependant toute modification de la croissance de la charge prévue était dans les limites des essais de sensibilité qui sont inclus dans la requête. Cette prévision indiquait des taux de croissance légèrement inférieurs à long terme, par rapport à la prévision de la charge de mai 1983.

5.3 Plan d'équipement

En date de janvier 1984, la productibilité d'énergie annuelle fiable de MH était de 20 875 GW.h et sa capacité de production installée totale, y compris les centrales que possèdent Winnipeg Hydro, représentait 4 064 MW, comprenant 3 644 MW de production hydraulique et 420 MW de production thermique. L'annexe 3 résume les données de ces ressources.

En plus de ces ressources indigènes, MH a des interconnexions avec des services d'électricité en Saskatchewan, en Ontario et aux États-Unis. Ces interconnexions permettent à MH d'effectuer des transferts qui ajoutent à l'économie et à la fiabilité de son réseau. La preuve a démontré que la capacité totale de jonction était d'environ 1 375 MW.

MH participe actuellement à un échange de diversité été/hiver de 300 MW avec NSP, ce qui donne à chaque réseau une capacité additionnelle

[1] Le service général comprend le secteur commercial et celui des petits industriels.

[2] La requérante cite souvent cette prévision comme étant sa prévision de la croissance de charge de 3,1 pour cent. Le chiffre de 3,1 pour cent représente le taux de croissance annuelle moyen, rajusté selon les conditions météorologiques, de 1982-1983 à 1992-1993. La prévision inclut également un scénario de faible croissance de charge de 2,0 pour cent et un scénario de forte croissance de charge de 4,0 pour cent.

pour répondre aux demandes de pointe. MH n'a pas l'intention de continuer cet échange lorsque la licence d'exportation se terminera en 1993. Toutefois, selon les témoignages entendus au cours de l'audience, il semble que MH ait l'intention de négocier un autre échange de diversité semblable à la présente entente avec NSP. Selon un témoin, il serait plus avantageux pour MH d'effectuer un tel échange de diversité avec les services d'électricité du Nebraska plutôt qu'avec NSP.

MH a présenté à l'Office un calendrier des ajouts prévus en matière de capacité, nécessaires pour répondre à la charge intérieure et pour permettre une exportation garantie à NSP. Ce plan d'expansion, établi d'après la prévision de la croissance de la charge de mai 1983, prévoit l'installation de 3 nouvelles centrales hydro-électriques pour répondre aux charges intérieures et indique que les dates de mise en service de ces centrales devront être devancées afin de répondre à la charge additionnelle d'exportation garantie à NSP. Le tableau 5-2 résume ce devancement:

Tableau 5-2

Dates de mise en service devancée des centrales

Nom de la centrale	Capacité de la centrale	Date de mise en service (aucune exporation)	Date de mise en service (exportation à NSP)
Limestone	1 280 MW	1992-1994	1990-1992*
Wuskouatim	350 MW	1999-2000	1995-1996
Conawapa	1 300 MW	2002-2004	1998-2000

* Le devancement de la construction de la centrale Limestone comprend une année de plus (de 1991 à 1990) pour permettre à MH d'effectuer des ventes supplémentaires interruptibles aux termes des licences d'exportation actuelles.

5.4 Charge, approvisionnement et excédent

L'annexe 4 montre, pour chaque année visée par la licence demandée, les estimations des données telles que préparées par MH de la capacité de puissance, de la demande intérieure et pour l'exportation garantie, et la puissance excédentaire qui en résulte. L'annexe 5 montre, pour chaque année de la période de licence demandée, les estimations de MH relatives à la productibilité d'énergie fiable annuelle, à la charge intérieure et pour l'exportation garantie et relatives à l'énergie excédentaire qui en découle. Les données relatives à la capacité de puissance et à la productibilité d'énergie sont fondées sur un plan d'expansion de la production, qui comprend le devancement des dates de mise en service des centrales Limestone, Wuskouatim et Conawapa afin de répondre à la charge d'exportation garantie de NSP. La demande de puissance et la charge d'énergie intérieure sont établies d'après la prévision de la charge de mai 1983.

Les relevés mensuels présentés dans la requête et utilisés pour préparer l'annexe 4 indiquent que la demande de pointe annuelle aurait probablement lieu en janvier et que la demande de puissance minimale serait probablement en août. Pour le mois de janvier, l'année critique de la période prévue est 1995-1996 alors qu'on prévoit que la capacité excédentaire, compte tenu de la charge intérieure, se situerait à 599 MW. Une analyse des données dans l'annexe 5 indique que l'énergie excédentaire annuelle faible minimale, compte tenu de la charge intérieure, aurait également lieu en 1995-1996 et qu'elle serait de 5 955 GW.h.

5.5 Le marché de l'exportation

La Northern States Power Company et ses filiales sont connues collectivement sous le nom NSP. Celle-ci fait partie du Mid-Continent Area Power Pool qui dessert des abonnés dans des états du Dakota du Nord, du Minnesota, du Montana, du Dakota du Sud, de l'Iowa et du Michigan. Le Mid-Continent Area Power Pool s'occupe d'examiner l'ensemble des activités de planification et d'exploitation dans la région, en ce qui concerne la fiabilité. Ce groupe fonctionne à titre de pool de puissance pour ses membres qui sont des services d'électricité.

NSP produit, transporte et distribue de l'électricité à près de 1,2 millions d'abonnés situés à Minneapolis (Minnesota). En 1983, la puissance installée totale de NSP s'élevait à 6 071 MW au moment de la pointe annuelle, en juillet, qui était de 5 389 MW. Des achats de capacité de réseau garantis totalisant 500 MW auprès de MH ont apporté 9,3 pour cent à la capacité de répondre à la charge au moment de la pointe annuelle. Au cours de cette année, NSP a obtenu, en plus de sa propre production, environ 5 800 GW.h, ou 19 pour cent, de ses besoins énergétiques de MH.

NSP est interconnecté avec MH par une ligne à 230 kV et une autre à 500 kV, soit une capacité de transfert totale d'environ 1 175 MW. Ces lignes sont exploitées en copropriété aux États-Unis, et environ 1 090 MW de capacité appartiennent à NSP.

Afin de répondre aux augmentations prévues de la demande, NSP participe actuellement à la construction de l'unité thermique au charbon Sherco 3 de 800 MW (la part de NSP s'élève à 472 MW) dans le comté de Sherburne au Minnesota. Cette centrale devrait entrer en service au début de 1988. Par la suite, en ajoutant une capacité additionnelle alimentée au charbon, on sera en mesure de répondre à la croissance additionnelle de la charge.

NSP a déclaré que le nouvel achat de MH permettrait de retarder l'ajout d'une installation alimentée au charbon, qui serait autrement nécessaire en 1993 afin de répondre aux besoins prévus de la demande de pointe en plus des besoins de réserve de NSP. Ce nouvel achat remplacerait l'achat actuel de capacité estivale de 200 MW et l'échange de diversité de 300 MW qui se terminent en 1993, et il fournirait en plus 500 MW de puissance additionnelle en hiver. La centrale dont NSP veut retarder la construction d'un ajout est une unité alimentée au lignite, de 500 MW, dans le Dakota du Nord.

5.6 Offres aux services d'électricité canadiens

Le 27 juillet 1983, la requérante envoyait des lettres identiques à OH et à SPC, incluant une copie du contrat de puissance conclu entre NSP et Manitoba daté du 14 juin 1984, ainsi que les renseignements sur l'établissement des prix relatifs aux coûts prévus de l'option de NSP en matière de source d'énergie.

Dans une lettre datée du 1er novembre 1984, en réponse à l'offre de MH de puissance et d'énergie garanties projetées pour l'exportation, OH déclarait que « l'achat n'est pas profitable pour OH ». Dans une lettre datée du 31 octobre 1984, SPC déclarait, entre autres choses, qu'elle « n'aurait pas besoin de la puissance et de l'énergie garanties » qui seront vendues à NSP, à la condition que MH lui confirme être en mesure de lui garantir jusqu'à 300 MW, dans des délais semblables à ceux de l'exportation projetée. MH a fourni cette garantie à SPC dans une lettre datée du 8 novembre 1984.

5.7 Prix et coûts

5.7.1 Prix d'exportation

Les prix qu'exigera Manitoba pour la livraison d'énergie et de puissance, conformément au contrat de puissance conclu avec NSP, sont établis selon une formule de tarification de la capacité et de l'énergie. La base générale d'établissement du prix est le coût de puissance et d'énergie pour NSP dans sa part de l'unité de production Sherco 3, dont les travaux devraient se terminer en 1988.

Tarification de la capacité

Manitoba devra facturer mensuellement la NSP, à compter du 1er mai 1993, pour l'achat de 500 MW de puissance, comme suit:

Facture mensuelle de la puissance ($) = 1/12 × 0,8 × 500 000 × II > BRAN × RED[1]

Où: II représente l'investissement d'immobilisations, dans Sherco 3, indexé au 1er mai 1993, en $/KW;

BRAN représente le besoin de revenus annuels nivelés; et

RED représente un facteur de redressement qui tient compte du fait que la durée du contrat est inférieure à la durée de vie prévue de Sherco 3,

le tout étant défini dans le Contrat de puissance.

Selon un témoin, le facteur de redressement RED devrait constituer pour NSP une compensation pour les effets de l'inflation sur le coût d'une nouvelle centrale thermique installée en 2004 plutôt qu'en 1993.

Tarification de l'énergie

Manitoba facturera mensuellement NSP, à compter du 31 mai 1993, pour les achats d'énergie, comme suit:

Facture mensuelle pour l'énergie ($) = 0,8 × (frais fixes d'exploitation + les frais variables d'exploitation de Sherco 3);[2]

où: les frais fixes et variables d'exploitation sont ceux visés dans l'annexe 2 du Contrat de puissance.

Prix estimés

D'après la requête, on estime que le prix combiné annuel moyen pour la puissance et l'énergie passera de 67 mils le kW.h en 1993 à 98 mils le kW.h en 2004-2005[3]. Ces estimations sont fondées sur une livraison annuelle de 3 285 GW.h chaque année de la durée de 12 ans. D'après la preuve, le prix pour toute livraison d'énergie en sus de 75 pour cent du facteur d'utilisation équivaudra à 80 pour cent des frais variables d'exploitation de Sherco 3. Un témoin a déclaré qu'en 1993, le prix de l'énergie serait équivalent à 80 pour cent du coût du combustible. Ce coût en 1993 a été estimé à 27,85 $ le MW.h (en $ U.S. 1993).

[1] Voir l'annexe 2 pour une description détaillée des composantes de la formule de tarification de la capacité.

[2] Voir à l'annexe 2 pour une description détaillée des composantes de la formule de tarification de la capacité.

[3] Les prix sont indiqués en devises canadiennes actuelles.

5.7.2 Coûts applicables au Canada

Selon l'analyse du recouvrement des coûts de la requérante, les coûts associés à l'exportation seraient ceux du devancement des centrales Limestone, Wuskouatim et Conawapa, en plus des coûts d'exploitation associés à la production de l'énergie à exporter. La requérante a évalué ces coûts à 305 millions de dollars.

L'analyse des coûts-avantages de la requérante décrit les coûts et les avantages sociaux du projet. La section de l'analyse économique de ce chapitre donne quelques détails sur cette analyse du rapport coûts-avantages.

5.7.3 Prix de services équivalents aux Canadiens

D'après les réponses d'Ontario Hydro et de la Saskatchewan Power Corporation aux offres de MH en ce qui concerne la puissance et l'énergie projetées pour l'exportation, ni l'un ni l'autre de ces services d'électricité n'étaient intéressés à la puissance et à l'énergie garanties au prix d'exportation projeté[1]. La preuve a démontré que l'augmentation du prix d'exportation projetée de 67 à 98 mils le kW.h pendant la durée du contrat dépasserait de loin les taux intérieurs de MH pour ses principaux abonnés industriels, d'environ 20 mils kW.h en 1984 et d'une estimation de 34 mils kW.h en 1993[2]. L'avocat de MH a précisé qu'un abonné industriel est un client qui achèterait de la puissance à un service « semblable, en quelque sorte mais pas à celui-ci en particulier ... ».

5.7.4 Coûts d'opportunité sur le marché américain

Selon la preuve, le coût d'opportunité le plus bas pour NSP serait une centrale alimentée au lignite dans le Dakota du Nord, dont les coûts seraient équivalents à 94 pour cent des coûts de Sherco 3 en 1993 et à 86 pour cent en 2004.

5.8 Analyse économique

L'analyse économique, présentée par MH, de la vente d'exportation garantie projetée à NSP comprenait une analyse de recouvrement des coûts et une autre du rapport coûts-avantages. On a tenté, par ces deux analyses, de calculer les répercussions marginales de l'exportation. En ce qui concerne l'analyse du recouvrement des coûts, il a fallu estimer la différence entre les coûts totaux du système et les flux de recettes avec et sans la vente d'exportation. De même, l'analyse coûts-avantages tentait d'établir la différence de profits nets pour le Canada, avec et sans la vente.

Quoique, selon MH, la vente d'exportation garantie pourrait avoir lieu qu'en ne devançant d'un an la mise en service de la centrale Limestone, la requérante envisage un devancement de deux ans parce qu'elle croit que l'année de devancement supplémentaire permettrait la vente profitable d'énergie interruptible supplémentaire. Ce scénario de devancement de deux ans est appelé le Scénario de vente tandis que le devancement d'un an, nécessaire pour effectuer la vente d'énergie garantie seulement, est appelé Scénario de 500 MW seulement.

Des analyses complètes du recouvrement des coûts et des coûts-avantages ont été présentées pour le scénario de vente. Une analyse indiquant la rentabilité pour MH de l'année supplémentaire du devancement, requise pour effectuer des ventes interruptibles additionnelles, a également été soumise. Une analyse des coûts-avantages correspondante du scénario de 500 MW seulement n'a pas été fournie.

5.8.1 Analyse de recouvrement des coûts Scénario de vente: Devancement de deux ans de la centrale Limestone

Les coûts pour MH utilisés dans l'analyse de recouvrement des coûts ont été tirés de la différence entre les coûts totaux associés au scénario de vente et les coûts totaux associés au scénario du plan d'équipement de MH sans devancement. Le scénario de vente était fondé sur un devancement de 1992 à 1990 de la centrale Limestone, un devancement de 1999 à 1995 de la centrale Wuskouatim et un devancement de 2002 à 1998 de la centrale Conawapa. On s'est servi d'un modèle informatisé pour visionner les scénarios d'expansion afin de calculer les coûts supplémentaires associés à la réalisation des exportations.

Les coûts principaux pour effectuer les exportations projetées seraient ceux en capital associés aux dates de la mise en service devancée des trois centrales. Les exportations pourraient également entraîner des coûts supplémentaires d'exploitation et d'entretien. MH a également inclus, comme coût de l'exportation garantie, le revenu net perdu en raison du montant réduit de l'énergie qui est disponible pour des ventes interruptibles au cours des années ultérieures, en vertu du scénario de vente, par rapport à celui sans exportation soit le scénario en vertu duquel il n'y a pas de devancement ni d'exportations interruptibles additionnelles.

Les revenus associés au scénario de vente seraient tirés de la vente garantie pendant la durée de 1993-2005 de la licence ainsi que des ventes interruptibles supplémentaires, au cours de la période 1990-1993, que rendrait possible le devancement de deux ans de Limestone. Pour calculer les recettes provenant de l'exportation garantie, les coûts de Sherco 3 ont été redressés afin de tenir

[1] Voir la section intitulée *Offres d'électricité aux Services canadiens* pour une description de ces offres et réponses.

[2] Les prix sont en devises canadiennes actuelles.

compte de la différence entre la date de mise en service de Sherco 3 et celle du début de la vente d'exportation, la durée raccourcie du contrat en fonction de la durée de vie de Sherco 3 et l'indexation des coûts du combustible à un taux identique à celui de la mine d'où Sherco 3 obtiendrait son charbon.

Le cas de référence de l'analyse de recouvrement des coûts de MH était fondé, en ce qui concerne le scénario de vente, sur les principales hypothèses suivantes:

— un taux de croissance de la charge annuelle moyen au Manitoba de 3,1 pour cent, entre 1984 et 2005;

— un taux d'indexation de 5 pour cent pour 1985, 6 pour cent pour 1986, et 7 pour cent par la suite; et

— un coût nominal en capital de 12 pour cent pour 1985 et de 11 pour cent par la suite.

Le tableau 5-3 résume l'analyse de recouvrement des coûts du scénario de vente présentée par MH.

Tableau 5-3

Scénario de vente:
Analyse de recouvrement de coûts présentée par MH (valeur actuelle, en millions de $ 1984)

Année	Coûts accumulés	Revenus accumulés	Profits accumulés**	Rapport revenu/coût
1985	3	—	(3)	—
1990	345	—	(345)	—
1995	606	237	(369)	0,4
2000	664	533	(131)	0,8
2005	305*	707	402	2,3

* Cette diminution dans les coûts accumulés provient des premières dépenses en immobilisations aux termes du cas de scénario de ventes par rapport au cas sans exportations.

** Les chiffres entre parenthèses sont négatifs.

Comme on peut le constater, MH prévoyait que le revenu total dépasserait de plus de 400 millions de dollars les coûts totaux. L'analyse de recouvrement des coûts a également montré que les revenus accumulés ne dépasseraient pas les coûts accumulés avant l'an 2001.

Comptabilité des facteurs d'incertitude

L'analyse du recouvrement des coûts présentée par la requérante comprenait les résultats d'une analyse de la sensibilité laquelle examinait les effets de taux élevés et faibles de la croissance de la charge, de l'intérêt et de l'indexation sur les avantages nets du projet. L'analyse de la sensibilité a montré que le projet pourrait rapporter des avantages nets à MH, d'après diverses hypothèses pour ces variables. L'annexe 6 fournit des détails à cet effet.

La requérante signalait également que, si chacune des centrales hydrauliques dont la mise en service sera devancée, avait des dépassements de coûts de 10 pour cent, le coût pour effectuer l'exportation augmenterait de 8 pour cent, passant de 305 à 329 millions de dollars. Des dépassements de coûts de 20 pour cent doubleraient le coût d'effectuer l'exportation, et ainsi de suite.

On a demandé à MH, dans une demande de renseignements, d'expliquer la base sur laquelle repose sa conclusion « qu'en établissant les frais de capacité et d'énergie d'après l'unité de Sherco 3, on obtiendrait plus de recettes que si de tels frais étaient uniquement fondés sur le coût de MH pour effectuer l'exportation ». La requérante a répondu en précisant que « pour obtenir le même revenu basé sur une majoration par rapport au coût, il aurait fallu établir un prix à 232 pour cent du coût pour effectuer l'exportation ».

La requérante a également fourni certains renseignements sur la sensibilité des recettes aux prix du charbon aux États-Unis. Par exemple, MH a indiqué qu'une indexation qui serait 50 pour cent inférieure à celle que NSP a supposée dans sa prévision des prix du charbon entraînerait une diminution, en profits nets, de 41 millions de dollars. On prévoit qu'une baisse des prix du charbon de 10 pour cent, pendant la période d'exportation, entraînerait une diminution de 84 millions de dollars.

L'avocat de la requérante a indiqué que l'emploi de valeurs numériques dans la formule du BRAN protège Manitoba des changements dans la réglementation et la législation américaines qui pourraient toucher le coût en capital. Il a déclaré que l'utilisation du système de normalisation des comptes de la Federal Energy Regulatory Commission « à la date du contrat » garantit qu'aucun coût ne sera retranché de l'unité de Sherco 3 au détriment de MH.

Scénario de 500 MW seulement: Devancement d'une année de la centrale Limestone

Quoique MH n'ait pas fourni une analyse du recouvrement des coûts fondée sur le devancement d'un an de la centrale Limestone, elle a cependant fourni une analyse qui met en comparaison les cas du scénario de 500 MW seulement et du scénario de vente. Les résultats ont indiqué que les ventes interruptibles augmentées, rendues possibles en devançant d'une autre année la mise en service de la centrale, entraîneraient des revenus nets supplémentaires d'environ 20 millions de dollars.

5.8.2 Analyse des coûts-avantages

Étant donné que les résultats de l'analyse de recouvrement des coûts ne traduisent peut-être pas les avantages et les coûts pour le Canada, vu la différence entre certains coûts sociaux et privés,

l'Office a demandé que la requérante fournisse une analyse des coûts-avantages sociaux de la vente d'exportation projetée, du point de vue du pays dans son ensemble. La requérante a utilisé le flux annuel des coûts et des recettes dans l'analyse de recouvrement des coûts et a appliqué des redressements là où une différence entre les coûts privés et sociaux pouvait être identifiée et quantifiée. Le tableau 5-4 résume les résultats de l'analyse des coûts-avantages du scénario de vente présentée par la requérante. En utilisant un taux d'actualisation social de 8 pour cent, la requérante a constaté que la vente d'exportation projetée pourrait rapporter au Canada des profits de l'ordre de 163 millions de dollars.

Tableau 5-4

Scénario de vente:
Résultats de l'analyse coûts-avantages présentée par MH
(valeur actuelle, en millions de $ 1984)

	Taux d'act. social 6 %	Taux d'act. social 8 %	Taux d'act. social 10 %
Recettes nettes	190	52	(43)
Redressement pour tenir compte du coût social d'opportunité de la main-d'œuvre	47	52	54
Redressement pour tenir compte du coût social d'opportunité du change	41	32	25
Redressement pour tenir compte du coût social d'opportunité des impôts cachés	29	28	27
Redressement pour tenir compte des pertes de ressources et des coûts d'infrastructure	(1)	(1)	(1)
PROFITS SOCIAUX NETS POUR LE CANADA	306	163	62

Comme l'indique le tableau 5-4, des redressements ont été effectués afin de tenir compte des différences entre les coûts sociaux et privés d'opportunité de la main-d'œuvre, du taux de change, des impôts, et du capital. De plus, les coûts privés de MH ont été redressés afin de tenir compte des pertes identifiables de ressources naturelles et des coûts d'infrastructure.

La preuve à l'appui de ces redressements est étudiée ci-dessous.

(i) Taux d'actualisation social (TAS)

Le conseiller en économique de la requérante a indiqué que, alors que le taux d'actualisation en capital du coût privé employé dans l'analyse de recouvrement des coûts traduit le taux de rendement minimal que devrait réaliser MH sur un investissement pour rendre ce dernier profitable, le TAS représente le taux de rendement minimal que doit réaliser un projet pour qu'il soit rentable du point de vue de l'ensemble du pays.

Le conseiller a adopté un TAS de 8 pour cent pour son analyse du cas de référence et il a effectué des essais de la sensibilité à 6 et à 10 pour cent. Deux plaidoyers ont été présentés à l'appui de l'utilisation d'un taux d'actualisation inférieur au taux de 10 pour cent que recommandent les lignes directrices du Conseil du Trésor de 1976 sur l'analyse coûts-avantages et qu'utilisait l'Office par le passé.

En premier lieu, le chiffre de 10 pour cent est fondé sur l'hypothèse que seulement 20 pour cent des besoins en capital d'un nouveau projet proviendront de sources étrangères. Cependant, la requérante prévoit qu'au moins 60 pour cent du financement nécessaire pour ce projet proviendront de capitaux étrangers relativement dispendieux. On a soutenu, par conséquent, que le TAS approprié pour ce projet spécifique serait inférieur au taux de 10 % applicable aux investissements moyens canadiens. En appliquant une pondération de 60 pour cent, on a conclu que le TAS pertinent dans le cas actuel est de 8 pour cent.

En second lieu, l'expert-conseil a signalé que les lignes directrices du Conseil du Trésor n'avaient pas été mises à jour depuis 1976 et que la recherche subséquente indique qu'un chiffre de 10 % surestime considérablement le taux réel.

On a également signalé que les cas de la sensibilité de 5 et de 15 pour cent, recommandés selon les lignes directrices du Conseil du Trésor, ne convenaient pas à ce projet.

(ii) Coût social d'opportunité de la main-d'œuvre (CSOM)

L'expert-conseil en économique de la requérante a signalé que le CSOM utilisé dans un projet représente la valeur qui se rattache aux activités dans lesquelles les travailleurs auraient été engagés en l'absence de ce projet. Il était d'avis que, si les travailleurs avaient été engagés ailleurs, les salaires, à titre d'indication du rendement de la main-d'œuvre, peuvent généralement être considérés comme une mesure raisonnable du coût social d'opportunité. L'expert-conseil a également fait observer qu'alors que la main-d'œuvre engagée pour le projet aurait été autrement en chômage, la masse salariale privée surestime ce dont est privée l'économie lorsque les travailleurs sont engagés. Par conséquent, il soutenait que, dans la mesure où certains des travailleurs engagés pour le projet auraient été autrement en chômage, la masse salariale privée surestime le CSOM. L'expert-conseil précisait que le CSOM devrait être calculé d'après une estimation de la proportion de travailleurs qui auraient été autrement en chômage et

engagés, multipliée par les valeurs respectives des activités auxquelles on a renoncé.

Dans son estimation du CSOM associé au scénario de vente, l'expert-conseil en économique de la requérante a formulé les principales hypothèses suivantes:

— 50 pour cent des besoins en main-d'œuvre seraient satisfaits par l'embauche de résidents du Nord du Manitoba et 50 pour cent le seraient par l'embauche de résidents provenant du Sud du Manitoba.

— En utilisant une relation historique entre les taux de chômage et la probabilité d'embaucher un travailleur autrement en chômage, on a estimé que 90 pour cent des résidents du nord engagés pour le projet auraient été en chômage. Le chiffre correspondant pour les résidents du sud n'aurait été que de 5 pour cent.

— Le coût social d'opportunité d'un employé autrement sans emploi est nul.

En se fondant sur les hypothèses ci-dessus, l'expert-conseil a calculé que la masse salariale privée associée au scénario de vente surestime le CSOM d'environ 47 pour cent. Étant donné ce fait, ainsi qu'environ plus de 30 pour cent des coûts en capital inclus dans l'analyse de recouvrement des coûts représentent des coûts de la main-d'œuvre, on a estimé que les coûts privés en capital surestimaient les coûts sociaux d'environ 14 pour cent. Le tableau 5-4 montre que le redressement nécessaire s'étend entre 47 et 54 millions de dollars, selon le taux d'actualisation social utilisé.

(iii) Coût social d'opportunité du taux de change

L'expert-conseil en économique a soutenu que la valeur marchande du change qui serait réalisée par l'exportation sous-estimerait les profits du point de vue social, en raison de l'existence de tarifs d'importation et de subventions à l'exportation. Cette divergence a lieu parce qu'une augmentation de la valeur du dollar canadien par suite d'une exportation signifie qu'un plus grand nombre de biens peuvent être importés ou qu'il faut réduire la quantité des exportations pour payer les niveaux actuels des importations. En ce qui concerne les occasions d'augmenter les importations, l'expert-conseil a soutenu que les biens importés sont évalués au prix après impôt au Canada, tandis que le coût réel pour le Canada pour acheter ces biens ne serait que le prix avant impôt. Quant aux besoins réduits d'exportation pour payer les niveaux actuels d'importation, l'expert-conseil a indiqué qu'en raison des subventions à l'exportation, la valeur de la production rendue possible grâce au dégagement de main-d'œuvre et de capital provenant de la production d'exportation, peut dépasser la valeur des exportations. On a remarqué que ces deux incidences entraînent un bénéfice social sur le taux de change.

En se fondant sur les estimations déclarées dans un document de juin 1983, rédigé par Glenn Jenkins et Chun-Yan Kuo, l'expert-conseil a appliqué une prime de 7,5 pour cent aux gains tirés du taux de change. Le tableau 2 montre que les bénéfices occasionnés par le taux de change associés à l'exportation varient de 25 à 41 millions de dollars, selon le taux d'actualisation social utilisé. D'après l'expert-conseil, en faisant passer le bénéfice social du taux de change de 7,5 à 6,5 pour cent, comme le recommande un document plus récent rédigé par Jenkins et Kuo, n'entraînerait qu'une faible diminution des bénéfices du taux de change.

(iv) Coût social d'opportunité pour impôts cachés dans les coûts privés

L'expert-conseil en économique de la requérante a fait valoir que les locations des eaux, les taxes de vente et les autres prélèvements gouvernementaux, bien qu'ils représentent des coûts du point de vue individuel de MH, ne constituent pas des coûts réels pour le Canada car ils ne sont que des transferts aux gouvernements. Il a précisé que ces coûts ne seraient de véritables coûts économiques que si les locations des eaux traduisaient des coûts actuels de ressources et si les biens sur lesquels les taxes de vente sont prélevées étaient destinés à d'autres usages. Il a prétendu que les coûts réels des ressources ont été calculés séparément et qu'il était douteux que les biens en immobilisation utilisés pour le projet proviendraient d'autres projets. Par conséquent, ces transferts ont été rajoutés aux calculs du rapport coûts-avantages. Le tableau 5-4 montre que le redressement total se situait entre 27 et 29 millions de dollars, selon le taux d'actualisation utilisé.

(v) Pertes relatives aux ressources naturelles et coûts d'infrastructure

Une estimation des pertes au niveau des activités halieutiques, de sylviculture, de trappe et de chasse qui seraient imputables à la mise en service devancée de la centrale ont été incluses dans l'analyse des coûts-avantages parce que, quoique ces coûts ne relèveraient pas de la requérante, ils représentent des frais pour le pays. Les effets néfastes sur les ressources, par exemple sur la qualité de l'eau, ont également été inclus comme des frais d'exportation. Comme l'indique le tableau 5-4, montre que le redressement total se situe entre 27 et 29 millions de dollars, selon le taux d'actualisation utilisé.

(v) Pertes relatives aux ressources naturelles et coûts d'infrastructure ·

Une estimation des pertes au niveau des activités halieutiques, de sylviculture, de trappe et de chasse qui seraient imputables à la mise en service devancée de la centrale ont été incluses dans l'analyse des coûts-avantages parce que, quoique ces coûts ne relèveraient pas de la requérante, ils représentent des frais pour le pays. Les effets néfastes sur les ressources, par exemple sur la qualité de l'eau, ont également été inclus comme des frais d'exportation. Comme l'indique le tableau 5-4, les pertes relatives aux ressources naturelles et les coûts d'infrastructure estimés sont peu importants par rapport aux autres composantes des coûts.

L'avocat de NFC s'est inquiété du fait que l'analyse de l'expert-conseil en économique n'a pas tenu compte des responsabilités qui pourraient incomber à MH suite à la décision de l'arbitre en ce qui concerne les indemnisations aux termes de la Northern Flood Agreement. L'expert-conseil a, toutefois, démontré que les coûts pertinents sont ceux qui traduisent les pertes au niveau des ressources réelles et pas nécessairement tous les coûts entraînés par une obligation légale quelconque.

(vi) Facteurs impondérables

Des intervenants ont indiqué qu'une lacune importante de l'analyse était son incapacité de calculer tous les effets du projet d'exportation, telles les pertes au niveau des loisirs. L'expert-conseil en économique a reconnu que certains facteurs n'avaient pas été quantifiés en raison de la difficulté de leur attribuer des valeurs monétaires. Il a précisé, toutefois, que ces coûts seraient relativement faibles par rapport aux avantages nets calculés.

(vii) Traitement des facteurs d'incertitude

En plus des essais de la sensibilité sur le taux d'actualisation social indiqué au tableau 5-4, l'expert-conseil en économique a effectué deux essais de la sensibilité afin de prévoir l'importance des facteurs d'incertitude associés à l'estimation du CSOM. Les résultats indiquent que, même dans les cas les plus extrêmes, alors qu'aucun redressement n'a été apporté à la masse salariale privée pour refléter un CSOM inférieur, on s'attend toujours à ce que l'exportation rapporte des profits nets importants pour le Canada. Les résultats des deux essais de la sensibilité sont présentés à l'annexe 7.

En dépit de ces analyses de la sensibilité, plusieurs des intervenants ont exprimé leurs préoccupations à l'effet que le risque n'avait pas été suffisamment abordé dans l'analyse de l'expert-conseil. Ce dernier soutenait, toutefois, que les essais de la sensibilité qui ont été réalisés ont indiqué un niveau élevé de certitude que les ventes d'exportation rapporteraient des profits nets pour le Canada.

(viii) Répartition des profits nets du projet

Des intervenants ont soulevé la question de savoir si le fait que MH elle-même peut ne pas être le bénéficiaire de tous les profits du projet, compte tenu de la participation de MEA dans le projet d'exportation, était pertinent à l'analyse des coûts-avantages. L'expert-conseil en économique a indiqué que le projet doit être évalué du point de vue national et que la répartition des coûts et des profits au sein du Canada était sans importance.

5.9 Rendement du réseau

Au cours d'une année normale, la majorité des approvisionnements de MH proviennent de ses centrales de production hydro-électriques situées dans le nord du Manitoba, par un réseau CCHT. En dépit de sa fiabilité prouvée, une perturbation ou interruption importante des lignes à CCHT entraînerait des coupures au réseau de MH. Cette faiblesse a été soulignée par MH dans sa requête et a été prise en considération au cours des négociations du contrat d'exportation de puissance garantie. Par conséquent, l'entente a été conclue sous réserve que de telles livraisons à NSP pourraient être diminuées ou restreintes si l'ensemble ou une partie du réseau CCHT tombe en panne.

En vertu des ententes existantes, MH effectue des ventes à l'exportation pendant l'été, totalisant 500 MW. L'exportation garantie prévue débutera en 1993 alors que les ententes existantes se termineront. Un témoin a signalé que le réseau ne serait pas exploité différemment en raison de l'exportation, à l'exception de « quelques différences mineures d'exploitation » ... qui « ... sont pour la plupart incalculables ».

5.10 Répercussions environnementales et processus d'examen provincial

Les centrales hydroélectriques Limestone, Wuskouatim et Conawapa font partie des composantes d'un plan important de mise en valeur des bassins des rivières Nelson et Churchill, qui fut lancé dans les années 60. L'inondation et les répercussions environnementales qui se rapportent au détournement du lit de la rivière et à l'élévation des niveaux d'eau des lacs ont, pour la plupart, déjà eu lieu.

La construction de la centrale Limestone a débuté au milieu des années 70, mais fut interrompue en raison d'une faible croissance de la charge. La majorité des effets relatifs aux travaux de construction sur le site même ont déjà eu lieu. Selon MH, en ce qui concerne Limestone, il existe

encore suffisamment de temps de préparation pour mettre en œuvre des mesures d'atténuation, issues d'un état détaillé des répercussions environnementales qui doit être complété. La construction des deux autres centrales, soit Wuskouatim et Conawapa n'aura pas lieu dans un avenir rapproché et, d'après MH, il y a donc suffisamment de temps encore pour préparer des études environnementales détaillées sur ces projets et pour mettre en vigueur des mesures d'atténuation le cas échéant.

La preuve a démontré que les principales répercussions environnementales prévues, en ce qui concerne le projet de construction, seraient l'inondation et la perte temporaire des ressources halieutiques. Ces répercussions auraient lieu, qu'il y ait ou non l'exportation et le devancement associé des projets de construction. Aux termes de la requérante, les parties touchées de manière négative par ces répercussions seront indemnisées et tout autre effet mineur serait réduit par l'application de mesures d'atténuation.

Un témoin a déclaré que l'exploitation des réservoirs de MH ne différerait pas vraiment en ce qui concerne le cas d'exportation par rapport au cas sans exportation et que s'il y avait des changements, ils entraîneraient une stabilité en ce qui concerne les niveaux du réservoir; elle a donc un effet salutaire.

L'Agence d'examen et des évaluations environnementales du Manitoba (MEARA), constituée par le gouvernement manitobain en 1976, exige que les promoteurs gouvernementaux de projets de cet envergure effectuent des études environnementales appropriées. L'Inter-Departmental Planning Board (IPB) est un organisme élargi au niveau du sous-ministre, qui étudie et approuve les plans d'utilisation des terres, pour s'assurer qu'ils sont conformes aux politiques d'utilisation des terres provinciales et à la Manitoba Planning Act (Loi sur la planification du Manitoba). En ce qui concerne le projet Limestone, le processus combiné de la IPB/MEARA s'occupera des questions d'utilisation des terres, d'environnement et de socio-économique. Ce processus permet les apports du public aux études environnementales et sa participation au processus d'audience. Un témoin a signalé que le genre d'évaluation environnementale envisagée par le processus du MEARA serait le même, que soit devancée ou non la date de mise en service de Limestone; seul le délai serait touché.

MH doit encore obtenir les autorisations environnementales définitives du gouvernement du Manitoba pour la construction des centrales Limestone, Wuskouatim et Conawapa. En ce qui concerne les deux derniers projets, il existe suffisamment de temps de préparation pour que le processus d'approbation ait lieu. Dans le cas de la centrale Limestone, l'approbation définitive sera probablement obtenue pendant les premières étapes de la construction, et, quoiqu'en théorie le projet pourrait être interrompu ou retardé pour des raisons environnementales, il est plus probable que seules des mesures d'atténuation en découleront.

Chapitre 6
Interventions

Dix-sept intervenants ont envoyé des mémoires écrits relatifs à la requête. De ce groupe, seulement deux intervenants n'ont pas participé à l'audience. Voici un bref résumé de chaque mémoire et plaidoirie présentés par les intervenants.

6.1 Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta

Dans son intervention, la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta a déclaré que son intérêt dans la requête provenait du fait que l'électricité que projette vendre la requérante peut toucher la facilité d'écoulement du gaz naturel albertain dans la région où est destinée l'électricité. La Commission était représentée à l'audience mais n'y a pas participé.

6.2 British Columbia Hydro and Power Corporation

Dans son intervention, British Columbia Hydro and Power Corporation a stipulé qu'elle s'inquiétait du fait que la licence demandée par MH puisse servir à remplacer ses ventes directement ou indirectement. La Corporation était représentée à l'audience mais n'y a pas participé.

6.3 Ministre des Affaires indiennes et du Nord

Selon son intervention, le Ministre ne s'oppose pas à la requête, cependant il tient à ce que les répercussions négatives de la construction initiale sur les résidents du Nord, et plus particulièrement sur les autochtones vivant sur les terres de la Couronne, ne se répètent pas. L'avocat du Ministre a stipulé que celui-ci croit qu'en travaillant en collaboration avec les personnes touchées, la requérante peut garantir que les besoins, les préoccupations et les droits des autochtones soient pris en considération. Le Ministre croit qu'il existe un intérêt légitime et un engagement de la part de la requérante d'aborder les préoccupations du peuple indien. Le Ministre a pris note que la requérante convenait de l'importance de s'assurer que les Indiens profitent des offres d'emplois et des avantages économiques qui découleront du projet, et qu'elle était d'accord pour mettre en place les processus nécessaires pour étudier les préoccupations environnementales.

L'avocat a fait allusion à un échange de lettres entre le Ministre et celui de l'Énergie et des Mines du Manitoba, qui est également responsable de l'administration de la Manitoba Hydro Act (Loi sur l'Hydro-Manitoba), précisant un plan de gestion environnementale, sociale et économique pour la construction projetée. Selon le Ministre, le défi le plus important sera de s'assurer qu'il y a suffisamment de temps pour mettre en place ces processus.

Le Ministre n'a pas demandé que des modalités soient rattachées à la licence d'exportation, toutefois il a demandé que l'Office prenne bonne note, lorsqu'il rendra sa décision, des préoccupations du Ministre et de celles soulevées par le peuple indien, ainsi que des indications d'engagement que la requérante a émise par ses témoins.

6.4 Ministre de l'Énergie de l'Ontario

Le Ministre de l'Énergie de l'Ontario était représenté à l'audience, mais n'y a pas participé.

6.5 Saskatchewan Power Corporation

La SPC ne s'élevait pas contre l'exportation projetée de puissance garantie quelconque, ni à l'exportation d'énergie garantie quelconque associée à un facteur d'utilisation annuel maximal de 75 pour cent. Toutefois, la SPC a adopté le point de vue selon lequel toute énergie associée à un facteur d'utilisation annuel supérieur à 75 pour cent était interruptible et que l'Office devrait:

a) soit autoriser aux fins d'exportation que la puissance et l'énergie prévues aux termes du contrat conclu entre MH et NSP, c'est-à-dire 500 MW, et l'énergie associée jusqu'à un facteur d'utilisation annuel de 75 pour cent, ou

b) autoriser 500 MW de puissance et d'énergie associée jusqu'à un facteur d'utilisation annuel de 100 pour cent, tout en exigeant que l'énergie produite à un facteur d'utilisation annuel supérieur à 75 pour cent soit

offerte à SPC avant sa vente, ou que cette énergie soit considérée interruptible, donc pouvant être achetée en tout temps par des services d'électricité canadiens interconnectés au détriment des clients d'exportation.

6.6 Ontario Hydro

Au cours du plaidoyer, Ontario Hydro faisait remarquer que, d'après elle, les licences existantes ne sont pas assujetties à un approvisionnement d'installations particulières ni liées à un plan d'équipement particulier. Ontario Hydro stipulait qu'elle n'appuie pas le point de vue de la SPC selon lequel l'énergie vendue aux termes du contrat garanti avec NSP, à un facteur d'utilisation entre 75 et 100 pour cent, devrait être offerte en premier lieu aux services publics canadiens. Toutefois, si MH décidait de vendre l'énergie excédentaire supplémentaire, représentant l'ensemble ou une partie du 25 pour cent restant, d'après un autre contrat quelconque avec un service d'électricité des États-Unis, Ontario Hydro s'attendrait alors que les règles normales concernant l'interception par les services d'électricité canadiens, soient respectées.

6.7 Association des consommateurs du Canada, Manitoba

D'après son intervention, l'ACC représente les intérêts des abonnés du Manitoba. L'ACC était d'avis que la requête était incomplète et que d'autres renseignements et preuves devaient être fournis avant qu'une décision finale soit rendue. Elle prétendait que le cas de référence sur lequel MH appuyait ses estimations d'excédents et son analyse du recouvrement des coûts était, en fait, attribuable à la probabilité d'une faible croissance de charge et parce que MH n'avait pas suffisamment étudié d'autres méthodes pour fournir les besoins de charge intérieurs futurs. L'ACC s'inquiétait que MH n'avait pas correctement tenu compte de tous les risques associés à l'exportation projetée et qu'elle n'avait pas fourni suffisamment de preuves pour montrer toutes les répercussions qu'entraînerait l'exportation sur les besoins de revenu ou sur les taux intérieurs de puissance. Elle soutenait également que, parce que le contrat d'achat prévoyait la collecte des revenus d'exportation par la MEA, il n'était pas certain que les revenus d'exportation serviraient au recouvrement des coûts du devancement pour la MH.

6.8 Grand Rapids Special Forebay Committee Inc.

La Grand Rapids Special Forebay Committee Inc. représente quatre bandes indiennes du nord du Manitoba, qui considèrent avoir été touchées de façon négative par des projets hydro-électriques précédents que la requérante a entrepris, et qui croient que la décision de l'Office en ce qui concerne la présente requête les touchera. Leur intervention stipulait que ce projet ne devrait pas se continuer tant que les quatre collectivités touchées par le projet hydro-électrique Grand Rapids n'auront obtenu une indemnisation appropriée en ce qui concerne le projet précédent.

6.9 Inter-Church Task Force on Northern Flooding (Groupe de travail inter-églises sur les terres septentrionales inondées)

Le groupe de travail inter-églises sur les terres septentrionales inondées représente directement trois groupes religieux d'églises canadiennes et est affilié aux neuf groupes religieux principaux du Canada. Ce groupe de travail fut constitué en 1974 pour surveiller étroitement les négociations avec les collectivités autochtones du nord au Manitoba qui sont directement ou indirectement touchées par les aménagements hydro-électriques.

La prémisse centrale de l'intérêt du groupe de travail dans la requête reposait sur le fait que les collectivités indiennes touchées par un aménagement hydro-électrique, comme la construction des centrales Limestone, Wuskouatim et Conawapa, doivent renoncer aux ressources fondamentales et ne reçoivent pas en échange les genres d'avantages qui avaient été envisagés en vertu de la Northern Flood Agreement (Entente sur l'inondation des terres septentrionales). Selon le groupe de travail, les autochtones reçoivent « paiement » pour la destruction de leur milieu, par les indemnisations qu'ils ont reçues pour l'utilisation de leurs terres. Le groupe de travail se préoccupait particulièrement du fait que les chances d'emploi provenant de ces aménagements seraient ordinairement de courte durée et auraient un effet négatif sur l'ensemble du mode de vie des autochtones. Le groupe de travail s'inquiétait de voir que le modèle informatisé utilisé par la MH pour établir les coûts du devancement du projet ne tenait pas compte des coûts sociaux du projet. Le groupe demandait que des méthodes appropriées soient fournies afin d'inclure, dans le calcul des coûts sociaux de l'aménagement hydro-électrique, des données sur l'information, la compréhension et les opinions des résidents du Nord. Il demandait également que le mandat d'une évaluation environnementale soit beaucoup plus vaste qu'il ne l'est actuellement et qu'une étude environnementale soit effectuée à temps de façon à devenir un facteur clé dans la détermination des aménagements futurs.

6.10 Northern Flood Committee Inc.

La NFC représente les quelques 9 000 membres des cinq bandes indiennes dont les réserves sont contigues aux cours d'eau directement touchés par les projets hydro-électriques Limestone, Wuskouatim et Conawapa. Le 16 décembre 1977, la NFC concluait une entente appelée la Northern Flood Agreement (Entente sur l'inondation des terres septentrionales) avec MH, la province du Manitoba et le Canada tel que représenté par le ministère des Affaires indiennes et du Nord, en ce qui concerne les mesures d'atténuation et correctrices, et l'indemnisation pour les effets négatifs provoqués par les aménagements hydro-électriques dans le nord du Manitoba.

La préoccupation principale de la NFC était l'effet négatif éventuel du devancement de la construction principalement des centrales hydro-électriques, particulièrement le devancement de la centrale Limestone, qu'elle entrevoyait sur les occasions d'emploi et d'affaires pour les autochtones. NFC craignait que ses membres ne seraient pas en mesure de participer pleinement si le programme de construction était devancé. Sa position était que tous les projets précédents ayant eu lieu dans le nord du Manitoba avaient touché de manière négative les terres et les modes de vie de ses membres. Qui plus est, la NFC soutenait que MH et le gouvernement du Manitoba ne réussissaient jamais à mettre à exécution leurs obligations aux termes de l'Entente sur l'inondation des terres septentrionales, particulièrement au niveau de la bonne foi et d'une consultation significative. NFC demandait que MH soit tenue d'appliquer les mesures appropriées pour s'assurer que les collectivités autochtones touchées profitent des avantages des projets de construction, particulièrement en ce qui concerne les occasions d'emploi et d'affaires. À cet égard, NFC demandait à l'Office que toute licence d'exportation soit conditionnelle à la mise en application considérable des dispositions de l'Entente sur l'inondation des terres septentrionales avant le début des travaux de construction.

Dans son plaidoyer, l'avocat de NFC était d'avis que « les coûts du devancement » ne sont peut être pas les coûts appropriés à évaluer par rapport à l'exportation. Il soutenait que le coût approprié pourrait plutôt être une part des coûts totaux associés à la construction des centrales Limestone, Wuskouatim et Conawapa et se rapportant à tous les aménagements précédents qui ont donné lieu aux projets de régularisation du lac Winnipeg et le détournement du bas Nelson.

6.11 Manitoba Keewatinowi Okimakanak Inc.

La MKO représente 25 bandes indiennes du nord du Manitoba. Les principaux projets hydro-électriques qui ont été aménagés, et qui continuent à l'être, par MH sont situés dans la région de la MKO.

La MKO a déclaré qu'il n'y avait pas de programmes adéquats pour former les autochtones et que MH réussissait plutôt mal au niveau de la participation des autochtones dans les projets précédents. Un témoin de la MKO a précisé qu'un certain nombre de bandes autochtones du Nord ne sont pas incluses dans l'Entente sur l'inondation des terres septentrionales.

La MKO indiquait qu'elle appuie l'exportation dans la mesure où certaines modalités relatives aux études des répercussions socio-économiques sont incluses dans la licences. La MKO a demandé que ces études comprennent l'élaboration de politiques, de plans, de pratiques et de méthodes pour garantir la maximisation des profits économiques à toutes les collectivités dans la région de la MKO, en termes de participation à l'emploi et aux affaires; de minimisation des coûts sociaux; d'atténuation des effets nuisibles au niveau social et matériel, et d'indemnisations à cet égard; et d'un plan détaillé pour la mise en œuvre et le contrôle. En plus, la MKO a demandé que le public puisse examiner rigoureusement ces études et qu'il en fasse des commentaires, que l'Office les approuve et que MH entre en consultation avec les organismes autochtones en ce qui concerne la planification de ces entreprises.

Au cours des premières étapes de l'audience, la MKO présentait une motion pour que l'audience soit reportée sur la base que la MEA, qui, comme la MH, était signataire de l'entente, ne possédait pas l'autorité juridique de conclure une telle entente. La MKO a réaffirmé sa préoccupation à cet effet dans son plaidoyer.

6.12 Le Parti progressiste conservateur du Manitoba

Le Parti progressiste conservateur estimait qu'il n'y avait pas de preuve comme quoi le devancement de la date de mise en service de la centrale Limestone, en vue de fournir des ventes interruptibles additionnelles, était dans le meilleur intérêt du Manitoba ou du Canada. Il était également d'avis que la décision du devancement avait été faite prématurément et que le début des travaux de construction pourrait être retardé d'une ou de deux années.

Le Parti progressiste conservateur se souciait du fait que la requête ne comprenait aucun renseignement permettant d'évaluer à juste titre le risque associé à l'exportation projetée. Il constatait qu'il y avait « un manque d'analyses cohérentes et complètes de la sensibilité, portant sur les taux d'intérêt, les taux d'indexation relatifs aux travaux de construction, les taux du change, les options de scénario de la croissance de la charge, les scénarios de mise en valeur et les taux de croissance de la charge ».

Le Parti progressiste conservateur a demandé que, l'Office tienne compte d'un certain nombre de facteurs qui sont importants au niveau de l'intérêt public au Manitoba avant d'approuver l'exportation. En premier lieu, le Parti a proposé que l'Office précise qu'un mécanisme devra être mis en place afin de s'assurer que Manitoba Hydro tire les recettes nécessaires de l'exportation, pour couvrir tous les coûts et dettes associés. En second lieu, lorsqu'il approuve l'exportation, l'Office ne devrait pas, par inadvertance, légitimer une décision, ou y donner foi, de devancer la construction de la centrale de production Limestone. Finalement, le Parti progressiste conservateur précisait qu'il croyait que l'Office aurait de bonnes raisons pour estimer que la requête était prématurée.

6.13 D.W. Craik

Comme certains autres intervenants, M. Craik a mis en doute la nécessité de devancer la date de mise en service de la centrale Limestone pour répondre aux exigences d'exportation. Il stipulait que la décision de devancer la construction de la centrale Limestone était une décision politique, prise en vue de créer des emplois, et qu'elle ne reposait pas sur des considérations économiques ou techniques. Il prétendait que la prévision de la charge qui a servi dans la requête ainsi que la prévision plus récente soulèvent certains doutes quant à la nécessité de devancer les travaux. Il était également d'avis que la période de construction de six ans maintenant proposée par Manitoba Hydro avait une année de trop, étant donné que des rapports précédents précisaient que cette construction ne prendrait que cinq ans.

M. Craik s'inquiétait du fait que les considérations financières reposaient presqu'entièrement dans les mains des contribuables manitobains. Il était d'avis que certaines combinaisons de taux d'intérêt, de taux de change, de taux d'inflation, de coût de construction et de croissance de la charge pourraient être désastreuses pour le Manitoba.

6.14 Conseil d'études de l'environnement du Manitoba

Le Conseil d'études de l'environnement du Manitoba a allégué que la requête ne fournissait pas une évaluation satisfaisante des incidences environnementales en ce qui concerne le devancement. Il soutenait également que les études envisagées par le processus d'examen des évaluations environnementales du Manitoba ne fournirait pas une base suffisante de renseignements pour vérifier adéquatement les répercussions environnementales et pour établir les coûts des mesures d'atténuation; de plus, le conseil prétendait, en particulier, que le devancement de la mise en service de la centrale Limestone n'offrirait pas un délai suffisant pour que des études écologiques adéquates soient réalisées et utilisées dans le processus de planification et d'atténuation.

6.15 The Crossroad Resource Group of Winnipeg

Le Crossroad Resource Group est un organisme environnemental de Winnipeg, qui vise à promouvoir l'économie d'énergie et des méthodes moins concentrées sur l'énergie en vue de satisfaire les besoins en électricité du Manitoba. Cet intervenant était d'avis que le devancement de la construction des centrales de production ne représentait pas la méthode la plus économique pour obtenir l'électricité excédentaire nécessaire pour l'exportation. Selon le Crossroad Resource Group, l'énergie excédentaire pourrait être assurée sur la base d'un programme systématique qui obtiendrait de bons rendements au niveau de l'utilisation finale de l'électricité au Manitoba. L'intervenant était d'avis que l'Office devrait obliger la requérante à fournir une analyse complète du moindre coût, basé sur un programme établi intitulé « Modèle de simulation à long terme » que la division de l'analyse structurale de Statistique Canada a créé, ou sur un modèle équivalent.

Le Crossroad Resource Group a proposé que l'Office étudie trois recommandations afin de traiter de la détérioration environnementale, de l'indemnisation retardée et des mesures correctrices. Y compris: l'imposition de frais pour la location d'eau, dont les profits iraient aux collectivités du Nord touchées; l'exigence de paiements rétroactifs d'intérêts aux particuliers et collectivités touchés, pour les règlements concernant l'indemnisation au niveau de l'environnement; et la création d'un fonds de mesures d'atténuation par Manitoba Hydro, qui sera mis à la disposition des organisations du Nord et d'autochtones.

6.16 Le Procureur général du Québec

Le procureur général du Québec a déposé une intervention mais n'a pas participé à l'audience.

6.17 Hydro-Québec

Dans son intervention, Hydro-Québec stipulait qu'elle n'avait pas de remarques particulières à faire en ce qui concerne la requête, mais qu'elle était considérablement intéressée aux sujets qui seraient discutés au cours de l'audience. Hydro-Québec n'a pas participé à l'audience.

Chapitre 7
Décision

L'Office a soigneusement examiné toute la preuve et les dépositions présentées.

L'article 83 de la Loi stipule que, dans l'examen d'une requête de licences d'exportation, l'Office doit tenir compte de toutes les considérations qui lui semblent pertinentes. Sans limiter le caractère général de ce qui précède, l'Office doit être convaincu que la puissance à exporter est excédentaire aux besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada et que le prix devant être exigé est juste et raisonnable en fonction de l'intérêt public.

7.1 Excédent

Les données présentées aux annexes 4 et 5, sur de l'énergie excédentaire, résultent de la prévision de la charge de mai 1983 de MH. L'Office constate que la prévision de la charge de juin 1984, déposée au cours de l'audience, prévoit une croissance légèrement inférieure au cours de la période demandée, et, par conséquent, de plus grandes quantités d'excédents. L'Office est convaincu que la méthodologie utilisée pour ces prévisions de la charge est acceptable.

Dans sa réponse à l'offre de MH au sujet de l'exportation garantie projetée, SPC a indiqué qu'elle serait peut-être intéressée à un engagement ferme par MH jusqu'à 300 MW de puissance, au cours d'une période semblable à celle de l'exportation projetée. Quoique l'Office ait noté ce besoin canadien possible, mais en quelque sorte incertain, il a décidé de ne pas inclure une telle vente possible à SPC dans les estimations de la demande, indiquées aux annexes 4 et 5. Vu que l'électricité est une forme « manufacturée » d'énergie, les excédents sont créés par l'installation de centrales de production. Dans le cas de la présente exportation à NSP, l'excédent a été créé par le devancement des dates de mise en service des centrales de production qui, à l'origine, devaient répondre à la charge intérieure. Il est évident que des excédents supplémentaires pourraient être créés dans une manière semblable, afin de fournir d'autres charges, notamment le besoin possible de jusqu'à 300 MW de puissance garantie par SPC. En ce qui concerne les excédents, l'Office constate également que MH a indiqué qu'elle entamait des négociations en vue d'un échange de diversité avec des services d'électricité du Nebraska, qui serait semblable à l'entente actuelle conclue avec NSP. MH a déclaré publiquement qu'elle s'était engagée à rendre disponibles jusqu'à 300 MW de puissance et d'énergie connexes à la SPC, en vertu de modalités mutuellement acceptables, au cours d'une période semblable à la durée de l'exportation projetée à NSP. L'Office s'attend à ce que cet engagement soit respecté s'il est pris.

Comme on l'a déjà mentionné, les chiffres présentés par MH sont fondés sur le devancement des dates de mise en service des centrales Limestone, Wuskouatim et Conawapa. L'ACC a mis en doute la nécessité de devancer les travaux, en particulier ceux de la centrale Limestone. On estimait que MH avait un certain nombre d'options au devancement de la construction des centrales de production, en vue de respecter ses engagements intérieurs et d'exportation. Il a été soutenu que, si l'Office devait autoriser l'exportation, il devrait indiquer clairement dans sa décision qu'« une autorisation de cette nature ne devrait pas ... être jugée comme une approbation du besoin de devancer la construction de la centrale Limestone ».

L'Office n'a pas de juridiction de réglementation, en soi, sur les centrales de production de MH. Toutefois, d'aucuns peuvent prétendre que l'approbation de l'exportation par l'Office serait équivalente à l'approbation du devancement des dates de mise en service pour plusieurs centrales de production. L'Office constate que, sans le devancement de la construction de la centrale Limestone de 1992 à 1991, il n'y aurait en 1993 qu'un manque limité de puissance dans l'approvisionnement des besoins intérieurs et d'exportation, y compris une réserve raisonnable. Il appert à l'Office que plusieurs options pourraient combler ce manque limité, y compris l'option de devancer d'un an la date de mise en service de la centrale Limestone. L'Office n'a pas à décider si le choix de MH, portant sur cette dernière option, est le meilleur ou non. Dans les circonstances, l'Office rejetterait toute affirmation à l'effet que l'approbation de la présente requête en vue d'une licence d'exportation est équivalente à l'approbation du devancement des dates

de mise en service des centrales Limestone, Wuskouatim et Conawapa comme étant le meilleur choix de la MH. L'évaluation du projet d'exportation faite par l'Office n'a cependant pas indiqué que les décisions du service en matière d'expansion de la production, étaient erronnées.

D'après son étude des chiffres indiqués aux annexes 4 et 5 concernant l'excédent, l'Office est convaincu que MH, après avoir satisfait aux exigences intérieures, aura de la puissance et de l'énergie excédentaires pour effectuer l'exportation projetée.

L'Office remarque qu'Ontario Hydro ne s'était pas élevée contre l'exportation projetée et que SPC ne s'opposait pas à l'exportation projetée de toute puissance garantie ni à l'exportation de toute énergie garantie associée à un facteur d'utilisation annuel maximal de 75 pour cent. Cependant, SPC adoptait le point de vue selon lequel toute énergie associée à un facteur d'utilisation annuel supérieur à 75 pour cent devrait être de l'énergie interruptible. La SPC a demandé à l'Office qu'il autorise soit une exportation d'énergie garantie jusqu'à un facteur maximal d'utilisation annuel de 75 pour cent, soit toute exportation d'énergie garantie supplémentaire, ayant un facteur d'utilisation supérieur à 75 pour cent, de façon à ce que SPC puisse acquérir par droit de préemption, l'une quelconque des livraisons d'énergie projetées.

Selon MH, l'énergie associée à la production de 500 MW, à un facteur d'utilisation annuel supérieur à 75 pour cent est « garantie » et elle demande une licence d'exportation d'énergie jusqu'à un facteur d'utilisation de 100 pour cent pour lui donner plus de souplesse afin de respecter ses obligations contractuelles avec NSP.

L'Office constate que le Contrat prévoit une livraison maximale et mensuelle d'énergie jusqu'à un facteur d'utilisation mensuel de 80 pour cent au cours des mois d'été, soit mai à octobre, et jusqu'à un facteur d'utilisation mensuel de 75 pour cent pendant les mois d'hiver, soit novembre à avril, et qu'il donne à MH le droit de restreindre le facteur d'utilisation annuel à un maximum de 75 pour cent pendant chaque année contractuelle. Un témoin a affirmé que MH pouvait respecter ses obligations contractuelles envers NSP même si les livraisons d'énergie se limitaient à un facteur d'utilisation annuel maximal de 75 pour cent. Qui plus est, MH a fondé son analyse du recouvrement des coûts ainsi que ses données sur l'excédent, sur une exportation maximale d'énergie garantie équivalent à un facteur d'utilisation annuel de 75 pour cent.

L'Office n'est pas convaincu que l'autorisation demandée pour l'exportation d'énergie équivalent à 500 MW à un facteur d'utilisation annuel de 100 pour cent soit bien fondée.

Toutefois, l'Office est convaincu qu'une licence autorisant une exportation maximale d'énergie à un facteur d'utilisation annuel correspondant aux facteurs d'utilisation mensuels de 80 pour cent pendant les mois d'été et de 75 pour cent pendant les mois d'hiver permettraient à Manitoba Hydro de s'acquitter de ses obligations contractuelles envers NSP. Une telle licence aurait une limite annuelle maximale d'énergie de 3 405 GW.h, ce qui correspond à un facteur d'utilisation annuel moyen de 78 pour cent. Qui plus est, l'Office pourrait ajouter des modalités à une telle licence, pour permettre une augmentation de la limite mensuelle d'énergie allant jusqu'à 100 pour cent du facteur d'utilisation au cours d'un mois quelconque,[1] sous réserve que l'exportation totale d'énergie autorisée pendant toute l'année ne dépasserait pas 3 405 GW.h. L'Office est convaincu qu'une telle modalité donnerait suffisamment de souplesse à Manitoba Hydro pour lui permettre de respecter ses engagements contractuels sans porter atteinte aux autres services d'électricité canadiens.

7.2 Prix d'exportation

Pour évaluer si un prix d'exportation est approprié, l'Office a élaboré trois lignes directrices: le prix d'exportation devrait permettre de recouvrer les coûts applicables engagés au Canada, il ne devrait pas être inférieur au prix d'un service équivalent fourni aux clients canadiens et il ne devrait pas non plus être inférieur à la solution des moindres coûts sur le marché d'exportation projeté.

7.2.1 Coûts applicables au Canada

Lorsqu'il évalue si le prix d'exportation associé à une exportation projetée respecte la première ligne directrice en matière de prix, il est normal que l'Office établisse une comparaison entre le prix d'exportation et les revenus connexes, et les coûts qui sont directement associés à l'exportation projetée particulière ou qui en découlent directement. La requérante a stipulé que les coûts appropriés devant être évalués par rapport à l'exportation sont les « coûts de devancement » des centrales Limestone, Wuskouatim et Conawapa. L'avocat de NFC était d'avis que les « coûts de devancement » ne sont peut-être pas les coûts appropriés qui doivent être évalués par rapport à l'exportation. Il prétendait que le coût approprié pourrait plutôt être une part des coûts totaux associés à la construction des centrales Limestone, Wuskouatim et Conawapa ainsi qu'à tous les aménagements antérieurs résultant des projets de Régularisation du lac Winnipeg et du détournement du bas Nelson.

[1] Ce qui équivaut à un maximum de 370 GW.h au cours d'un mois quelconque.

De l'avis de l'Office, il est clair que les projets de Régularisation du lac Winnipeg et du détournement du bas Nelson ont été entrepris en vue de fournir des ressources hydrauliques suffisantes pour répondre aux charges provinciales actuelles et futures, et, de toute manière, que leurs coûts associés sont des « coûts irrécupérables ». La preuve montre également que les centrales Limestone, Wuskouatim et Conawapa seront nécessaires pour répondre aux charges provinciales futures. Étant donné que la seule modification devant être apportée aux plans d'équipement de la MH afin d'effectuer l'exportation est le devancement de la construction de ces trois centrales, les coûts appropriés devant être évalués par rapport à l'exportation sont, de l'avis de l'Office, les coûts associés au devancement.

L'Office constate que MH a fondé son analyse du recouvrement des coûts sur un devancement de deux ans de la date de mise en service de la centrale Limestone, soit de 1992 à 1990, et qu'elle s'est basée sur les résultats de cette analyse du recouvrement des coûts comme preuve que la première ligne directrice en matière de prix est respectée. Cependant, il n'est pas clair que les coûts et les profits associés à la deuxième année du devancement, soit de 1991 à 1990, se rapportent directement à l'exportation garantie projetée, étant donné que MH a adopté le point de vue selon lequel, pour effectuer l'exportation garantie, il était nécessaire de devancer la construction de la centrale Limestone que d'un an.

En plus des profits nets provenant des ventes interruptibles accrues, imputables à l'année supplémentaire du devancement, l'Office constate également que MH a inclus comme un coût limité dans son analyse du recouvrement des coûts, l'effet négatif des exportations garanties sur le revenu des ventes d'énergie interruptible au cours de certaines années entre 1990 et 2005. Cette perte de revenu est imputable au remplacement des ventes d'énergie interruptible qu'aurait autrement effectué MH en l'absence d'une exportation d'énergie garantie.

Alors qu'il examinait l'analyse économique de la requérante, l'Office a soigneusement étudié les cas représentant le scénario de vente ainsi que le scénario de 500 MW seulement. L'évaluation du scénario de 500 MW seulement, en supposant que le devancement nécessaire pour répondre à la vente d'exportation garantie projetée ne serait que d'un an, indique que le surplus des recettes de MH par rapport à ses coûts pourrait atteindre 365 millions de dollars. Du point de vue de l'ensemble du Canada, l'analyse économique indique que les bénéfices sociaux nets pour le Canada dépassent les coûts d'environ 100 à 170 millions de dollars, selon que l'on effectue des redressements pour tenir compte des coûts sociaux d'opportunité de la main-d'œuvre et du taux de change. Du point de vue de la MH, l'Office constate que, en ce qui concerne le scénario de vente, le surplus des recettes par rapport aux coûts pour le devancement de deux ans atteindrait environ 20 millions de dollars de plus que pour le devancement d'une année. Du point de vue du Canada dans son ensemble, les bénéfices correspondants se situeraient dans une échelle semblable à celle du devancement d'une année.

L'Office constate que, même s'il est vrai que le délai de recouvrement des coûts associé à l'exportation projetée est relativement long, les revenus estimés dépasseront considérablement les coûts estimés pendant la période de l'exportation. L'Office est convaincu qu'à long terme, l'exportation sera avantageuse pour le Canada. L'Office prend également note de la déclaration de la requérante à l'effet qu'une majoration de 232 pour cent des coûts pour effectuer l'exportation serait nécessaire pour obtenir le même revenu qui est atteint en établissant les frais de capacité et d'énergie d'après les coûts de Sherco 3. L'Office est convaincu qu'une marge suffisante existe pour couvrir tout dépassement de coût qui pourrait avoir lieu.

La Manitoba Keewatinowi Okimakanak Inc. et l'Association des consommateurs du Canada ont allégué que, étant donné que le contrat d'achat prévoit que la MEA doit percevoir les revenus d'exportation, il n'existe aucune garantie à l'effet que les revenus d'exportation serviront au recouvrement des coûts de devancement de MH. La question de savoir comment les revenus d'exportation sont répartis en vue du recouvrement des coûts applicables au Canada n'a ordinairement pas préoccupé l'Office dans la mesure où il était convaincu que ces revenus généreraient en effet des bénéfices au Canada dans son ensemble. Dans le présent dossier, l'Office est convaincu que les revenus provenant de cette exportation reviendront au profit du Manitoba et au Canada.

D'après les considérations ci-dessus, l'Office déclare que les revenus d'exportation dépasseront les coûts associés et il est convaincu que le prix d'exportation pourra recouvrer sa part appropriée des coûts engagés au Canada.

7.2.2 Prix du service équivalent fourni aux Canadiens

Pour rendre une décision concernant la deuxième ligne directrice sur le prix, l'Office a besoin de renseignements sur les prix que MH a obtenus pour des ventes aux services d'électricité interconnectés canadiens, qui sont équivalentes au type de vente d'exportation envisagée. L'Office a été incapable d'établir une preuve sur laquelle il puisse fonder sa décision en ce qui concerne cette ligne directrice. Il n'existe pas d'ententes entre MH

et soit OH ou SPC, en ce qui concerne la vente par MH de puissance et d'énergie garantie à long terme pendant la durée de l'exportation projetée. Cependant, l'Office est conscient que le prix d'exportation serait considérablement supérieur aux taux payés par les gros abonnés industriels de la requérante. Bien que ces taux ne soient pas directement comparables, étant donné que le service offert aux abonnés industriels n'est pas "équivalent" au service fourni à la NSP, ils indiquent cependant que le prix d'exportation projeté dépasserait les taux intérieurs pour la puissance en vrac. En outre, l'Office remarque que les offres de l'exportation projetée faites à OH et à SPC étaient fondées sur le prix d'exportation projeté et que les deux services d'électricité ont signalé qu'elles n'auraient pas besoin de l'exportation projetée garantie[1].

L'Office est convaincu que le prix d'exportation ne sera pas inférieur au prix d'un service équivalent fourni à des clients canadiens.

7.2.3 Solution des moindres coûts de l'acheteur

L'Office constate que la solution des moindres coûts, soit une usine de lignite alimentée au charbon de NSP, serait des coûts équivalents à 94 pour cent des coûts estimés de Sherco 3 en 1993, et à 86 pour cent en 2004. Par conséquent, un prix établi d'après 80 pour cent des coûts de Sherco 3 comme l'envisageait le contrat avec NSP, pourrait être considéré comme n'étant pas vraiment inférieur à la solution des moindres coûts de NSP. Toutefois, la formule de tarification de la capacité comprend un facteur « RED » qui tienne compte de la durée raccourcie de l'exportation projetée comparativement à la durée de vie prévue de Sherco 3. Ce facteur a comme effet de garantir que les frais fixes de la NSP auraient une valeur actuelle totale équivalente à celle qu'ils auraient eu si NSP avait inclus, dans son plan d'équipement, une unité thermique au charbon de 500 MW dont la date de mise en service serait en 1993. Quoiqu'il comprenne ce raisonnement, l'Office admet également que ce facteur pourrait entraîner un prix de la puissance réellement inférieur à la solution des moindres coûts de l'acheteur. L'Office constate, toutefois, que le coût plus élevé de Sherco 3 par rapport à la solution des moindres coûts et le fait que les coûts de Sherco 3 seraient indexés au 1er mai 1993 afin d'en tirer l'investissement en immobilisation utilisé dans la formule de tarification, vont à l'encontre de ceci. De plus, les formules de tarification de la capacité et de l'énergie comprennent des facteurs qui redresseraient le prix afin de tenir compte de l'inflation. L'Office est convaincu que dans les présentes circonstances, le prix d'exportation est le meilleur que pouvait négocier la requérante dans son marché particulier aux États-Unis.

Par conséquent, quoique l'Office admette que la preuve ait démontré que le prix d'exportation puisse être réellement inférieur à la solution des moindres coûts de l'acheteur, il est convaincu que le prix d'exportation est juste et raisonnable en fonction de l'intérêt public.

7.3 Analyse économique

Pour vérifier si les analyses du recouvrement des coûts et des coûts-avantages de la requérante sont raisonnables, l'Office a effectué ses propres analyses d'après les renseignements présentés par la requérante. Les résultats des analyses de l'Office ainsi que ses opinions quant aux divers redressements touchant l'analyse des coûts-avantages, sont discutés ci-dessous.

7.3.1 Analyse du recouvrement des coûts

Dans son analyse du recouvrement des coûts, l'Office a utilisé la même méthode d'analyse que celle de la requérante, pour déterminer les écarts dans les revenus nets de MH entre la vente d'exportation et la vente sans exportation.

Les résultats de l'analyse de l'Office pour le scénario de vente ont indiqué que MH pourrait tirer des revenus nets d'environ 385 millions de dollars d'après le cas du devancement de deux ans, par rapport aux recettes nettes de 402 millions de dollars prévues par MH. L'analyse a également indiqué que les revenus accumulés de MH ne dépasseraient pas le flux des coûts accumulés avant l'an 2001.

Les résultats de l'analyse de l'Office en ce qui concerne le scénario de 500 MW seulement, lequel est associé au devancement de la construction de Limestone d'un an, ont démontré que MH pourrait tirer des revenus nets d'environ 365 millions de dollars. Comme pour le scénario de vente, l'analyse a montré que les revenus nets accumulés ne seraient positifs qu'après l'an 2001.

Une comparaison des résultats du scénario de vente et du scénario de 500 MW seulement indique que les ventes supplémentaires interruptibles rendues possibles en devançant d'une année la construction de Limestone rapporteraient 20 millions de dollars de plus à MH. Ce résultat est le même que celui prévu par MH.

[1] OH a stipulé que l'achat de la puissance ne l'avantageait pas. SPC a indiqué qu'elle « n'aurait besoin d'aucune partie de la puissance et d'énergie garanties » devant être vendues à NSP, sous réserve que MH lui assure un approvisionnement jusqu'à 300 MW pendant une période semblable à celle de l'exportation projetée. Dans une lettre datée du 8 novembre 1984, MH a donné cette assurance à SPC.

7.3.2 Analyse des coûts-avantages

L'Office a également mené des analyses des coûts-avantages sociaux du scénario de vente et du scénario de 500 MW seulement. Comme l'a fait l'expert-conseil en économique de la requérante, l'Office a effectué des rajustements afin de tenir compte des écarts entre les coûts privés et sociaux de la main-d'œuvre, du taux de change, des impôts cachés, des pertes en ressources naturelles et des coûts d'infrastructure, et le capital. Les opinions de l'Office sur les divers redressements sont présentées ci-dessous.

(i) Taux d'actualisation social (TAS)

L'Office convient avec l'expert-conseil de la requérante qu'un TAS de 8 pour cent est suffisant pour l'analyse du cas de référence. Toutefois, l'Office n'est pas d'accord avec l'argument de l'expert-conseil que le TAS devrait varier selon le projet, en fonction des sources de financement. Tous les investissements doivent se faire concurrence en vue d'obtenir une quantité de fonds limitée à un taux d'intérêt donné et, par conséquent, du point de vue national, ils sont, dans une certaine mesure, interreliés par le taux d'intérêt. Pour cette raison, l'Office préconise l'emploi d'un TAS unique, indifféremment des sources spécifiques de financement d'un projet quelconque.

Quant aux essais de la sensibilité pour le TAS, l'Office est d'avis qu'une fourchette de 5 à 15 pour cent serait vraisemblablement trop large dans la plupart des cas. En partant d'un TAS de 8 pour cent pour le cas de référence, les cas de la sensibilité de 6 et 10 pour cent de l'expert-conseil sont probablement suffisants pour englober le champ des facteurs d'incertitude.

(ii) Coût social d'opportunité de la main-d'œuvre (CSOM)

À la lumière du chômage élevé actuel, l'Office est d'avis que le redressement, dans les analyses des coûts-avantages, des salaires pour refléter des coûts sociaux inférieurs est approprié. Malheureusement, il n'est pas facile d'arriver à une estimation du CSOM qui inspire beaucoup de confiance. Dans la présente requête, il est relativement difficile d'essayer d'établir le pourcentage de la main-d'œuvre qui proviendrait du Nord et du Sud du Manitoba, mais il est quasi impossible de déterminer la proportion de ces travailleurs qui aurait été autrement en chômage. En outre, il est difficile d'attribuer une valeur aux activités qu'abandonne un travailleur en chômage lorsqu'il accepte un emploi.

En dépit des difficultés empiriques, l'Office est d'avis que la méthode générale d'analyse que l'expert-conseil en économique de la requérante a utilisée est raisonnable. Toutefois, les résultats obtenus sous-estiment peut-être un peu le CSOM pour les trois raisons principales qui suivent.

Premièrement, l'estimation de l'embauche de 50 pour cent de résidents du Nord, utilisée dans l'analyse, pourrait être un peu élevée à la lumière des antécédents.

Deuxièmement, l'attribution d'un coût nul pour les travailleurs provenant du chômage sous-estime leurs coûts d'opportunité. Il est évident qu'un travailleur en chômage involontaire imputerait une valeur supérieure à zéro à son temps libre. En ce qui concerne le travailleur en chômage volontaire, l'expert-conseil en économique de la requérante a admis que la valeur de ce temps libre, calculée d'après la différence entre les salaires après impôts nécessaires pour encourager une personne à accepter un emploi et les prestations d'assurance-chômage, pourrait se situer à environ 5 000 $ par année-personne.

Troisièmement, comme l'indiquent certaines études, il est possible que le coût social d'opportunité des emplois temporaires soit supérieur à celui d'un emploi permanent et qu'il puisse même dépasser la masse salariale. Ceci est dû au fait que la création d'emplois temporaires entraîne des prestations d'assurance-chômage accrues pour les travailleurs temporaires lesquelles, quoiqu'elles ne soient pas reflétées dans la masse salariale, font partie de la rémunération globale totale nécessaire pour encourager ces ouvriers à accepter des emplois.

En admettant les facteurs d'incertitude associés aux estimations utilisées dans le calcul du CSOM, l'expert-conseil a fourni un cas de la sensibilité qui utilise la masse salariale privée plutôt que le CSOM estimé. Ceci surestimerait certainement les coûts de la main-d'œuvre du point de vue national. Néanmoins, le projet montrait quand même des profits nets, non seulement au taux d'actualisation de 8 pour cent, mais également à celui de 10 pour cent.

iii) Coût social d'opportunité du taux de change

L'Office n'est pas convaincu que les problèmes théoriques et empiriques associés à cette question ont été résolus, dans la mesure qu'il est obligatoirement justifié de redresser les profits du taux de change afin de refléter un bénéfice social.

iv) Coût social d'opportunité des impôts cachés dans les coûts privés

L'Office est d'accord avec le plaidoyer de l'expert-conseil de la requérante que, dans le cas de la présente exportation, des coûts privés tels que les locations d'eau et les taxes de vente fédérales et provinciales constitueraient principalement des transferts du point de vue social.

v) Pertes en ressources naturelles et coûts d'infrastructure

Vu le niveau de détails concernant les pertes en ressources naturelles et les coûts d'infrastructure probables fournis par la requérante, et en l'absence de toute preuve réfutant les estimations, l'Office est satisfait de la méthode employée. En outre, l'Office convient avec l'expert-conseil que les pertes en ressources actuelles représentent les coûts pertinents à inclure dans l'analyse, plutôt que les coûts provenant d'une décision d'arbitrage.

vi) Facteurs impondérables

L'expert-conseil de la requérante a admis que certains facteurs n'ont pas été calculés vu la difficulté de leur attribuer des valeurs monétaires. Cependant, l'Office est convaincu que ces facteurs incalculables seraient relativement limités en termes monétaires, par rapport aux profits et coûts calculés.

vii) Le traitement des facteurs d'incertitude

L'Office est d'avis que l'expert-conseil en économique a suffisamment abordé les facteurs d'incertitude associés à l'exportation projetée par les essais de la sensibilité qui ont été réalisés.

viii) Répartition des profits nets du projet

En ce qui concerne les préoccupations soulevées par certains intervenants à l'effet que MH n'est peut-être pas le seul bénéficiaire des profits de ce projet, l'Office convient avec l'expert-conseil de la requérante que l'analyse des coûts-avantages devrait être menée du point de vue national.

Analyse des coûts-avantages: conclusions de l'Office

Dans le cas du scénario de vente, en utilisant un taux d'actualisation social de 8 pour cent, l'exportation projetée devrait rapporter au Canada des profits nets variant entre 90 et 170 millions de dollars, selon qu'on inclut des redressements pour tenir compte de la main-d'œuvre et du taux de change. En utilisant un taux d'actualisation social de 10 pour cent et en excluant le redressement pour le taux de change, l'exportation projetée rapporterait quand même des profits nets pour le Canada. Les résultats pour le scénario de 500 MW seulement indiquent que l'exportation garantie rapporterait des bénéfices nets de 100 à 170 millions de dollars en utilisant un taux d'actualisation de 8 pour cent, si les redressements au niveau de la main-d'œuvre et du taux de change sont inclus. L'exportation rapporterait quand même des profits nets en vertu d'un taux d'actualisation inférieur à 10 pour cent, en excluant les redressements au niveau de la main-d'œuvre et du taux de change.

D'après la preuve présentée par la requérante, et d'après sa propre analyse, l'Office conclut qu'il y a un degré élevé de certitude à l'effet que l'exportation garantie rapportera des profits nets pour le Canada, aux termes de l'un ou l'autre des devancements d'un ou de deux ans.

7.4 Considérations d'ordre socio-économique

7.4.1 Répercussions socio-économiques

Les préoccupations qu'ont soulevées plusieurs intervenants au cours de l'audience se concentraient sur les répercussions éventuelles du devancement du programme de construction de la centrale Limestone. Les préoccupations portaient surtout sur le court délai dont disposent les autochtones pour se préparer à participer au travail lié à la centrale Limestone. On considérait la construction des centrales Wuskouatim et Conawapa suffisamment loin dans le futur pour ne poser aucun problème immédiat.

L'avocat de MH a soutenu que le devancement ne ferait aucun tort à l'aptitude des résidents du Nord à être embauchés. Il a établi son affirmation sur les plans qu'élaborent actuellement le gouvernement du Manitoba et MH pour s'assurer que les autochtones du Nord jouissent de toutes les occasions d'emploi et de développements économiques provenant de la construction de Limestone. De plus, il a cité un échange de lettres entre le ministre de l'Énergie et des Mines du Manitoba, qui est également le ministre responsable de l'administration de la Manitoba Hydro Act, et le ministre des Affaires indiennes et du Nord comme preuve que la centrale Limestone serait différente des premiers projets hydro-électriques.

L'Office convient que le devancement de la construction de la centrale Limestone pourrait avoir un impact négatif. Le devancement réduira le temps dont dispose les autochtones pour se former et se préparer aux occasions d'affaires, ce qui peut entraîner une diminution de leur participation. Cependant, on suppose d'après ce plaidoyer que le temps supplémentaire disponible s'il n'y a pas de devancement, servirait à la formation et à d'autres préparations pour la participation des autochtones; à cet égard, l'Office constate que la pression de projets imminents, tel que le projet de Limestone, est souvent nécessaire pour justifier une répartition de ressources rares à une activité.

7.4.2 Modalités des licences

La MKO et NFC ont toutes deux demandé que l'Office impose certaines modalités dans toute licence qui pourrait être octroyée, comme il a été discuté dans les sections 6.10 et 6.11.

En premier lieu, la NFC a demandé à l'Office qu'il exige la mise en application substantielle des dispositions de l'Entente sur l'inondation des terres septentrionales, avant le début de la construction de la centrale Limestone. L'Office a étudié pendant le déroulement de cette audience, la question de la pertinence de l'entente sur l'inondation des terres septentrionales dans cette affaire, ainsi que la portée des questions pouvant être poursuivies. L'Office a jugé que, dans la mesure où le devancement des centrales peut toucher la capacité de MH à respecter ses obligations en vertu de l'Entente sur l'inondation des terres septentrionales, ces questions devraient être prises en considération lorsqu'il décide d'octroyer ou non une licence d'exportation. De plus, l'Office a constaté que, dans la mesure où le devancement pourrait entraîner des effets ou des coûts sociaux, économiques ou physiques, qui pourraient découler des obligations de MH en vertu de l'Entente sur l'inondation des terres septentrionales, ces questions sont pertinentes et doivent être étudiées. Cette décision se conforme à la lettre de l'Office envoyée le 24 octobre 1984 à toutes les parties intéressées[1].

L'Office comprend les préoccupations de la NFC et il est conscient que les groupes d'autochtones ont rencontré des difficultés au cours de l'aménagement du Nord déjà effectué. L'Office convient qu'il est dans le meilleur intérêt du Manitoba et du Canada de donner suite à l'Entente sur l'inondation des terres septentrionales. Toutefois, après avoir attentivement étudié la question, l'Office est d'avis que la portée de la condition demandée est trop vaste, vu la nature limitée de la requête d'exportation devant l'Office. La condition suggérée couvre les obligations des parties à l'Entente sur l'inondation des terres septentrionales en ce qui concerne l'ensemble du projet de Régularisation du lac Winnipeg et de détournement de la rivière Churchill (soit le projet comprenant tout réaménagement semblable considérable de ce dernier) et non seulement en ce qui concerne le devancement de la construction des centrales Limestone et des futures centrales Wuskouatim et Conawapa. De plus, l'Office remarque que des procédures ont été mises sur pied, conformément à l'Entente sur l'inondation des terres septentrionales, en vue de s'occuper des plaintes. Comme il l'indiquait dans sa décision du 8 novembre 1984, l'Office ne voudrait pas, d'aucune façon, remplacer les procédures sur lesquelles les parties sont d'accord.

Deuxièmement, la MKO a demandé que l'Office impose des modalités pour s'assurer que, avant la construction de la centrale Limestone, certaines études soient réalisées et des programmes lancés en consultation avec Manitoba Hydro et les organisations d'autochtones pour que les collectivités autochtones touchées profitent au maximum des avantages des projets de construction, particulièrement en ce qui concerne l'emploi et les occasions d'affaires. La MKO a proposé que ces études fassent l'objet d'un examen rigoureux par le public et qu'elles soient approuvées par l'Office. Dans sa preuve, la MKO a cité des modalités semblables que l'Office a imposées au certificat de commodité et de nécessité publiques délivré au Pipe Line Interprovincial (NW) Ltée. pour un gazoduc qui s'étend de Norman Wells dans les Territoires du Nord-Ouest jusqu'à Zama (Alberta).

L'Office reconnaît les préoccupations de la MKO et il croit que de telles activités de consultation et de planification entre les groupes autochtones touchés et la requérante, semblables à celles que la MKO a décrites, qui mèneraient à une participation accrue des autochtones dans les activités du Nord de la MH, sont dans l'intérêt public. L'Office constate que les circonstances actuelles sont très différentes de celles qui entouraient l'octroi d'un certificat de commodité et de nécessité publiques au Pipe Line Interprovincial (NW) Ltée. Dans cette cause, l'Office avait compétence directe sur les installations en question et à son avis, les études nécessaires selon les modalités du certificat et le processus de consultation auprès des parties au dossier étaient nécessaires pour que les installations soient construites d'une manière conforme à l'intérêt publique. Ayant bien soupesé ces questions, l'Office conclut que, dans la présente requête, il serait inapproprié d'imposer ces obligations comme faisant partie des modalités de toute licence pouvant être octroyée. Selon la preuve présentée à cette audience, l'Office remarque qu'il existe un processus établi en vertu d'une loi provinciale, à savoir le processus IPB/MEARA, qui pourrait étudier les modalités demandées par la MKO. De l'avis de l'Office, ce niveau serait plus approprié pour répondre directement et efficacement aux préoccupations de la MKO.

Au cours du plaidoyer, on s'est interrogé sur la compétence de l'Office à imposer les modalités demandées par la NFC et la MKO. À la lumière de sa décision portant sur les modalités demandées, l'Office juge qu'il est inutile de régler cette question.

[1] Dans sa lettre du 24 octobre 1984 à toutes les parties intéressées, l'Office déclarait que, quoique la Loi sur l'ONÉ ne lui confère pas compétence pour réglementer les pratiques de planification en matière d'équipement d'un service public provincial, ni le calendrier de travaux ou de construction des centrales pour consommation interne, la compétence de l'Office s'étend cependant à l'étude des répercussions associées au devancement de la construction d'installations nécessaires en vue de l'exportation.

Pour rendre sa décision au sujet des demandes de la MKO et de la NFC, l'Office a tenu compte du fait que le ministre des Affaires indiennes et du Nord, qui est signataire de l'Entente sur l'inondation des terres septentrionales et responsable du peuple indien au Manitoba touché par le projet prévu, n'a pas demandé de modalités semblables et n'a pas indiqué qu'il appuyait les demandes de la MKO et de la NFC. Qui plus est, l'Office prend bonne note des intentions du gouvernement du Manitoba, de MH et du ministre des Affaires indiennes et du Nord, en ce qui concerne les plans en voie de développement, de s'assurer que l'on tienne compte des besoins, des inquiétudes et des droits des autochtones. L'Office espère que ces intentions seront mises en œuvre de manière à rendre la construction de diverses installations hydroélectriques entièrement conformes à l'intérêt public.

L'Office remarque également que le temps de préparation est beaucoup plus long pour Wuskouatim et Conawapa et il recommande que ce temps serve à préparer davantage les résidents du Nord pour le développement projeté.

7.5 Impact environnemental

La requérante a l'intention de répondre à l'exportation à partir de son réseau de production hydraulique. Les seuls effets environnementaux qui pourraient être causés par l'exportation seraient ceux associés au devancement des dates de mise en service des centrales Limestone, Wuskouatim et Conawapa. La preuve montre que les effets environnementaux prévus causés par les travaux de construction auront lieu qu'il y ait ou non l'exportation et le devancement associé de ces projets. La preuve démontre également que tout changement de niveau des réservoirs causé par l'exportation sera peut-être avantageux. Par conséquent, l'Office est convaincu que la production de puissance ou d'énergie que veut exporter la requérante n'entraînera pas d'impact environnemental négatif important.

7.6 Autres considérations

Plusieurs intervenants ont allégué que l'exportation projetée implique des risques économiques sérieux associés à des facteurs d'incertitude dans le futur, qui n'ont pas été suffisamment examiné ou estimé dans la requête. Ils ont exhorté l'Office à constater qu'il a besoin d'autres preuves avant de pouvoir rendre une décision sur la requête.

L'Office constate qu'un certain niveau de risque est raisonnable et nécessaire pour obtenir les profits provenant d'une exportation ou de toute autre entreprise importante. Cependant, l'Office s'attend que ces risques soient suffisamment évalués dans toute requête présentée en vue d'une licence d'exportation. Dans le cas présent, l'Office constate qu'une analyse de la sensibilité a été incluse dans l'analyse du recouvrement des coûts de la requérante. L'Office considère que l'analyse de la sensibilité aborde les risques et qu'elle montre que dans des conditions de taux d'intérêt inférieurs ou supérieurs, de taux d'indexation élevés et de différents taux de la croissance de charge, les profits qui reviennent à la requérante demeurent considérables. L'Office remarque en outre que le contrat d'exportation et les formules de tarification comprennent des éléments et des dispositions qui minimiseraient l'incidence sur les revenus de la requérante, de réductions importantes dans les coûts de Sherco 3, suite à des mesures du gouvernement des États-Unis ou à l'évolution des conditions économiques et financières. Comme il est mentionné précédemment dans la section de l'analyse économique de l'Office, ce dernier croit que l'analyse des coûts-avantages de la requérante aborde suffisamment les facteurs d'incertitude.

D'après ces considérations, l'Office est convaincu qu'une preuve suffisante existe pour démontrer que les risques associés à l'exportation projetée ont été suffisamment étudiés et qu'ils demeurent dans des limites acceptables.

Dans une décision au sujet d'une demande d'information par l'ACC, l'Office indiquait que « les effets possibles des exportations sur les taux payés par les abonnés généraux de MH sont pertinents à la présente requête »[1]. L'ONÉ a réitéré cette déclaration ultérieurement en affirmant « ce qui est pertinent dans le présent dossier est de savoir si oui ou non, et dans quelle mesure, le revenu provenant de l'exportation à NSP mènera à des profits pour les consommateurs intérieurs d'électricité de MH ». Par ces déclarations, l'Office admettait que la réglementation des taux intérieurs relève de la compétence provinciale. Toutefois, la mesure dans laquelle les revenus provenant d'une exportation pourraient entraîner un effet avantageux sur les taux payés par les abandonnés intérieurs est une question pertinente à l'évaluation de l'Office de toute requête d'exportation dans laquelle on indique que de tels profits sont l'un des avantages des exportations projetées. Dans ce dossier, l'Office a jugé que l'incidence du revenu d'exportation sur les taux d'énergie intérieurs était pertinent étant donné que Manitoba Hydro soulignait cet effet comme étant un avantage de l'exportation, en incluant dans sa requête des projections détaillées de l'effet de l'exportation sur les besoins de revenu. Cependant, la préoccupation fondamentale de l'Office est de s'assurer que le prix d'exportation recouvrera la part appropriée des coûts engagés au Canada, et que

[1] Page 297 de la transcription de l'audience.

le revenu d'exportation apportera des profits au Canada. L'Office est satisfait des résultats de ces deux questions de l'audience.

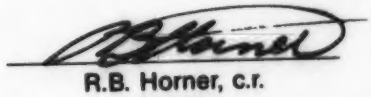
Dans son plaidoyer, l'avocat de la MKO était d'avis que la MEA n'a pas d'autorité juridique pour conclure une entente d'exportation, qu'elle n'était par conséquent pas un signataire approprié de l'entente et que l'Office devrait réexaminer sa décision précédente sur le rôle joué par la MEA dans la requête. Ayant eu l'occasion de passer en revue sa décision antérieure sur cette question ainsi que toute la preuve présentée au cours de l'audience, l'Office reconnaît que MEA a joué, et continuera à le faire, un rôle important dans ce projet d'exportation. Cependant, l'Office a été incapable de trouver une nouvelle preuve qui l'aurait convaincu de revoir sa décision antérieure. L'Office continue à reconnaître que Manitoba Hydro est le propriétaire et exploiteur principal des installations d'électricité, et producteur d'électricité au Manitoba et, par conséquent, serait la détentrice appropriée de toute licence d'exportation que pourrait octroyer l'Office. L'Office continue à être convaincu que l'exportation projetée est couverte par une entente qui engage légalement l'acheteur, NSP, et la requérante, MH, et, de l'avis de l'Office, la question de la capacité légale de MEA à conclure une telle entente ne diminue pas l'engagement de MH à effectuer l'exportation. Par conséquent, le fait que MEA soit un signataire approprié ou non de l'entente est une question que l'Office considère qu'il n'a pas à régler ou n'a pas à tenter de régler pour cette décision.

7.7 Conclusions de l'Office

À la lumière de ce qui précède, l'Office, étant convaincu que la puissance et l'énergie à exporter sont excédentaires aux besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada, et que les prix à exiger sont justes et raisonnables par rapport à l'intérêt public, et ayant tenu compte de toutes les autres considérations qui lui semblent pertinentes, est prêt à délivrer à Manitoba Hydro une licence autorisant l'exportation, à NSP, de puissance garantie jusqu'à concurrence de 500 MW et d'énergie garantie jusqu'à concurrence de 3 405 GW.h pendant une période de douze mois consécutifs, du 1er mai 1993 au 20 avril 2005. Les modalités applicables sont exposées à l'annexe 8.

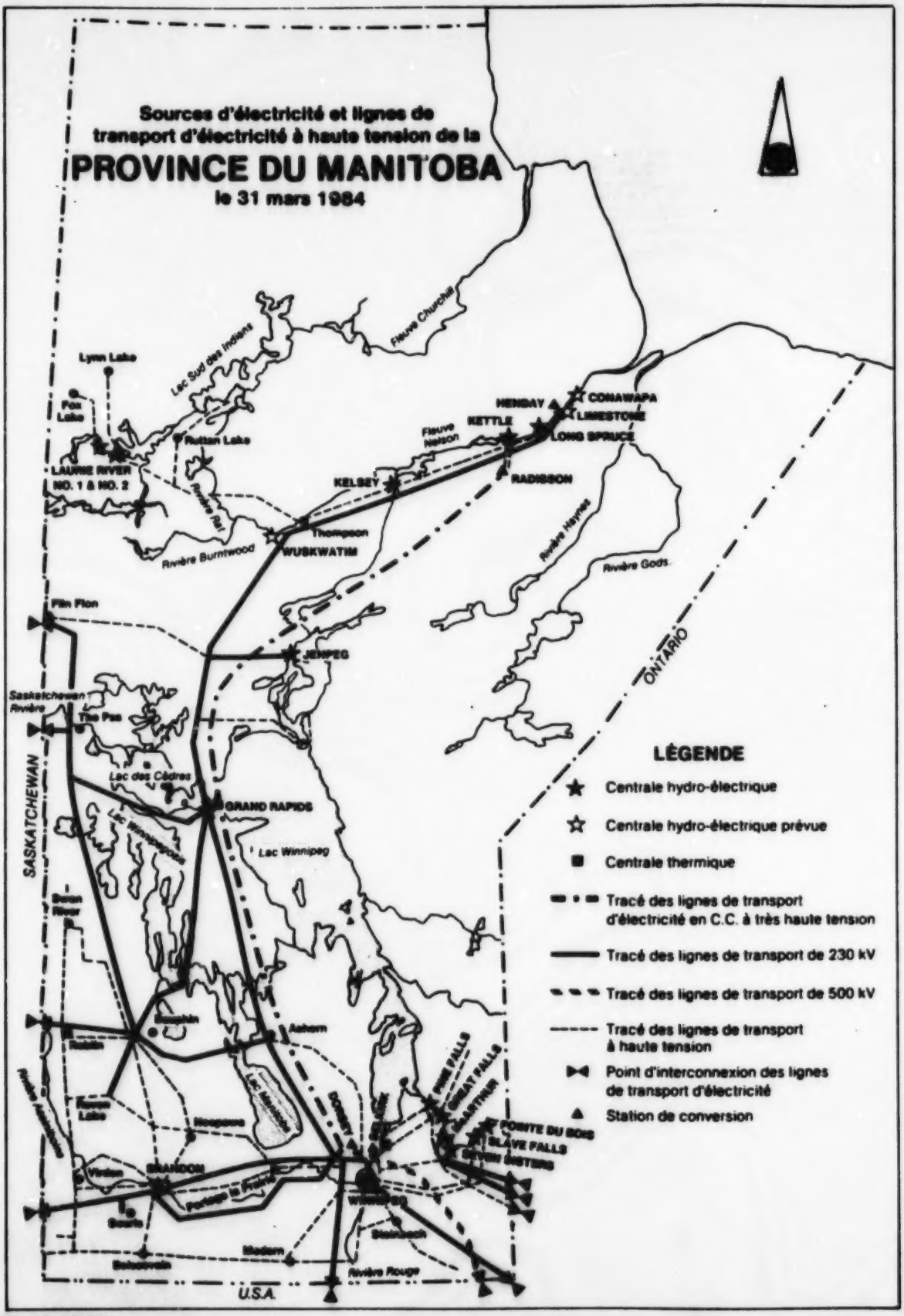
R.F. Brooks
Membre présidant

J.L. Trudel
Membre



R.B. Horner, c.r.
Membre

Annexe 1


Sources d'électricité et lignes de transport d'électricité à haute tension de la
PROVINCE DU MANITOBA
le 31 mars 1984
Lynn Lake
Fox Lake
Rattan Lake
LAURIE RIVER NO. 1 & NO. 2
Lac Sud des Indiens
Fleuve Churchill
Fleuve Nelson
HENDAY
CONAWAPA
LIMESTONE
KETTLE
LONG SPRUCE
KELSEY
RADISSON
Thompson
WUSKWATIM
Rivière Burntwood
Rivière Rat
Rivière Hayes
Rivière Gods
ONTARIO
Flin Flon
JENPEG
Saskatchewan Rivière
The Pas
Lac des Cèdres
GRAND RAPIDS
Lac Winnipegosis
Lac Winnipeg
SASKATCHEWAN
Swan River
Dauphin
Ashern
Roblin
Riding Mountain
Russell
Rivers
Minnedosa
Lac Manitoba
Portage la Prairie
Virden
BRANDON
Souris
Boissevain
Morden
Winnipeg
Steinbach
Rivière Rouge
U.S.A.
PINE FALLS
GREAT FALLS
McARTHUR
POINTE DU BOIS
SLAVE FALLS
SEVEN SISTERS
LÉGENDE
Centrale hydro-électrique
Centrale hydro-électrique prévue
Centrale thermique
Tracé des lignes de transport d'électricité en C.C. à très haute tension
Tracé des lignes de transport de 230 kV
Tracé des lignes de transport de 500 kV
Tracé des lignes de transport à haute tension
Point d'interconnexion des lignes de transport d'électricité
Station de conversion

Annexe 2

Contrat de puissance — Détails des composantes du prix et des dispositions en matière de pénalité

A Composantes du prix

1) Tarification de la capacité

Manitoba devra facturer mensuellement NSP, à compter du 1er mai 1993, pour l'achat de 500 MW de puissance comme suit:

Facture mensuelle de capacité ($) = 1/12 × 0,8 × 500 000 × II × BRAN × RED

où: II représente l'investissement en immobilisations en $ par kW.

BRAN représente le besoin de revenu annuel nivelé.

RED représente le redressement qui tient compte du fait que la durée du contrat est inférieure à la durée de vie de Sherco 3.

Investissement en immobilisations (II)

L'investissement en immobilisations sera le coût total installé de la part de NSP dans Sherco 3, établi d'après les frais d'immobilisations associés à Sherco 3 au moment où cette dernière débute son exploitation commerciale, exprimé en $/kW, basé sur la capacité de production nette actuelle de la part de NSP. Ce coût sera indexé de la date de l'exploitation commerciale au mois de mai 1993, en utilisant l'indice Handy-Whitman pour les coûts de la construction de service public des centrales de production de vapeur, dans la région du centre nord. Si d'autres dépenses d'immobilisation doivent être effectuées à Sherco 3 afin de respecter de nouveaux règlements fédéraux des États-Unis, ces dépenses seront exprimées en $/kW et incluses au coût d'immobilisation de Sherco 3 au moment où ces dépenses ont lieu. Le facteur de redressement devant être appliqué à ces investissements supplémentaires sera fondé sur la durée restante du contrat au moment où les investissements sont faits.

Besoin de revenu annuel nivelé (BRAN)

$$BRAN = \frac{\text{(Rendement + Dépréciation + Impôts + Allocation de fonds durant la construction)}}{\text{Investissement total}}$$

Le BRAN sera calculé au début de chaque année contractuelle en utilisant les composantes du coût en immobilisation et la formule définie à l'annexe 1 du Contrat de puissance.

Redressement au niveau de la durée (RED)

La formule de la facture mensuelle de capacité inclut un redressement au niveau de la durée pour tenir compte du fait que le contrat de douze ans a une durée inférieure à la durée de vie de service d'une centrale de production typique. Ce redressement sera calculé chaque année d'après la formule suivante:

$$RED = \frac{(1 + D)^{33} - 1}{(1 + D)^{12} - 1} \times \frac{(1 + D)^{12} - (1 + E)^{12}}{(1 + D)^{33} - (1 + E)^{33}}$$

Où: *D* représente le coût d'immobilisation calculé au début de chaque année contractuelle d'après la formule et la définition présentées à l'annexe 1 du contrat.

E représente le taux annuel d'indexation réel durant la période antérieure de cinq ans, établi d'après l'indice Handy-Whitman.

33 représente la durée de vie en années de Sherco 3.

12 représente les douze années contractuelles.

2) **Tarification de l'énergie**

Manitoba devra facturer mensuellement NSP à compter du 31 mai 1993 pour l'énergie livrée comme suit:

Facture mensuelle de l'énergie ($) = 0,8 × (Frais fixes d'exploitation + frais variable, d'exploitation de Sherco 3)

Où les frais fixes et variables d'exploitation sont ceux décrits à l'annexe 2 du Contrat.

En général, les frais fixes et variables d'exploitation comprennent l'impôt foncier, les dépenses administratives et générales, les frais fixes et variables d'exploitation et d'entretien et les coûts du combustible; la composante des coûts du combustible à utiliser chaque mois du contrat sera égale à la composante du coût en combustible du 1er mai 1993, indexée au 1er mai 1993 au mois précisé, au même taux d'indexation que le prix principal du charbon au point d'origine (le coût de l'approvisionnement en charbon pour Sherco 3 à la mine).

B **Dispositions en matière de pénalité**

Pénalité à la NSP

Si NSP accepte une quantité inférieure à celle prévue de 3 285 GW.h[1] (3 294 GW.h au cours d'une année bissextile), elle devra, à la fin de l'année contractuelle, rembourser Manitoba comme suit:

Paiement de NSP ($) = (L-A) × 0,8 × B

Où *L* représente le montant prévu

A représente le montant d'énergie livré à NSP pendant l'année contractuelle

B représente les frais variables d'exploitation en $ par MW.h

Pénalité à la Manitoba

Si Manitoba ne dispose pas d'une partie ou de la totalité du montant prévu à la fin de l'année contractuelle, elle doit payer à NSP le moindre des totaux suivants

(i) $P = C \times 1,2 \times B + F \times 0,8 \times B$, ou

(ii) $P1 = P \times \frac{L - A}{C + F}$

Où: A, B et L sont décrits ci-dessus.

C représente le montant d'énergie prévu devant être livré à NSP mais dont la livraison a été restreinte en raison de la non disponibilité des unités de Limestone ou des lignes de transport à CCHT ou de production garantie suffisante.

F représente le montant d'énergie prévu devant être livré à NSP mais dont la livraison a été restreinte en raison de la non disponibilité de l'installation de 500 kV de Winnipeg à Minneapolis.

[1] Les parties peuvent s'entendre mutuellement sur un plan différent au cours de toute année.

Annexe 3

Réseau intégré de production Manitoba Hydro et Winnipeg Hydro (Capacité hivernale 1983–1984)[1]

	Centrale	Capacité hivernale (MW)
Hydraulique:	Great Falls	132
	Seven Sisters	150
	Pine Falls	82
	McArthur	56
	Grand Rapids	472
	Kelsey	224
	Kettle	1272
	Jenpeg	126
	Long Spruce	980
	Laurie River	10
	Pointe du Bois[2]	72
	Slave Falls[2]	68
	Total	3644
Thermique à la vapeur —	Capacité d'alimentation au lignite (Brandon, Selkirk)[3]	369
Turbines à gaz		24
Diesel (réseau)		3
(isolé)		24
Capacité installée totale hivernale		4064

[1] Source: Rapport annuel de 1983 de MH
— les capacités pour les centrales de Winnipeg Hydro proviennent de Statistique Canada, 57-206

[2] Propriété de Winnipeg Hydro.

[3] Selkirk sert maintenant de condensateur synchrone plutôt que comme installation de production.

Annexe 4

MANITOBA HYDRO
CAPACITÉ, DEMANDE ET EXCÉDENT DE PUISSANCE
AU MOMENT DE LA CHARGE DE POINTE ANNUELLE*, AVEC
LE DEVANCEMENT DE CAPACITÉ
(MW)

	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/00	2000/01	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05
PRODUCTIBILITÉ HYDRO-ÉLECTRIQUE ACTUELLE	3548	3548	3548	3548	3548	3548	3548	3548	3548	3548	3548	3548
LIMESTONE	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280
WUSKOUATIM			88	350	350	350	350	350	350	350	350	350
CONAWAPA						130	780	1300	1300	1300	1300	1300
PRODUCTIBILITÉ THERMIQUE	369	369	369	369	369	369	171	105	105	105	105	105
PRODUCTIBILITÉ FIABLE TOTALE	5197	5197	5285	5547	5547	5677	6129	6583	6583	6583	6583	6583
DEMANDE INTÉRIEURE**	3946	4060	4184	4291	4408	4510	4613	4698	4787	4878	4974	5138
RÉSERVES***	474	487	502	515	529	541	554	564	574	585	597	617
EXCÉDENT	777	650	599	741	610	626	962	1321	1222	1120	1012	828

* SE PRODUIT NORMALEMENT EN JANVIER
** D'APRÈS LA PRÉVISION DE LA CHARGE DE MAI 1983
*** 12 % DE LA CHARGE INTÉRIEURE

Annexe 5

PRODUCTIBILITÉ FIABLE ANNUELLE, CHARGE ET ÉNERGIE EXCÉDENTAIRE AVEC LE DEVANCEMENT DE CAPACITÉ DE MANITOBA HYDRO (GW.h)

	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/00	2000/01	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05
HYDRO-ÉLECTRICITÉ ACTUELLE	17010	17010	17010	17010	17010	17010	17010	17010	17010	17010	17010	17010
LIMESTONE	5455	5455	5455	5455	5455	5455	5455	5455	5455	5455	5455	5455
WUSKOUATIM			318	1760	1760	1760	1760	1760	1760	1760	1760	1760
CONAWAPA						527	4430	5175	5175	5175	5175	5175
HYDRO-ÉLECTRICITÉ TOTALE	22465	22465	22783	24225	24225	24752	28655	29400	29400	29400	29400	29400
THERMIQUE	1865	1865	1865	1865	1865	1865	1390	758	600	600	600	600
TOTAL DANS LA PROVINCE	24330	24330	24648	26090	26090	26617	30045	30158	30000	30000	30000	30000
IMPORTATIONS GARANTIES	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
PRODUCTIBILITÉ TOTALE	25830	25830	26148	27590	27590	28117	31545	31658	31500	31500	31500	31500
CHARGE INTÉRIEURE	18999	19572	20193	20782	21355	21914	22465	22917	23366	23787	4242	24697
EXCÉDENT	6831	6258	5955	6808	6235	6203	9080	8741	8134	7713	7258	6803

Annexe 6

Analyse du recouvrement des coûts de la requérante — Résultats détaillés de l'analyse de la sensibilité

Afin de tenir compte du risque, MH a également effectué des analyses du recouvrement des coûts d'après diverses croissances de la charge et des hypothèses au niveau des taux d'intérêt. Les résultats sont présentés ci-dessus.

Résultat de l'analyse de la sensibilité
(en valeur courante en millions de $ 1984)

Hypothèses	Total des coûts de vente	Total des revenus de vente	Rapport du revenu et du coût
Croissance de la charge élevée (4,0 %/année)	433	707	1,6
Croissance de la charge faible (2,0 %/année)	259	707	2,7
Taux élevé d'intérêt/ d'indexation (14 % int., 9 % ind.)	329	695	2,1
Faible taux d'intérêt/ d'indexation (8 % int., 5 % ind.)	281	785	2,8

Annexe 7

Analyse des coûts-avantages de la requérante
Essais de la sensibilité sur le CSOM

L'expert-conseil en économique de la requérante a effectué deux essais de la sensibilité sur le CSOM dans l'analyse des coûts-avantages. Dans le premier essai, on a supposé que les conditions d'emploi s'amélioreraient après les années 1980, réduisant ainsi la probabilité d'engager un travailleur qui aurait été autrement en chômage. Dans le présent cas, par conséquent, un redressement à la masse salariale privée qui traduit le CSOM n'a été appliqué que pour la période 1984–1989.

Dans le deuxième essai de la sensibilité, on a effectué aucun redressement à la masse salariale privée. Ainsi, on n'accorde aucun bénéfice à l'engagement d'un travailleur précédemment en chômage.

Les résultats des deux essais sont présentés ci-dessous. Il est évident, que même en excluant tout bénéfice de la main-d'oeuvre, l'expert-conseil prévoit que le scénario de vente rapportera des profits nets importants pour le Canada, à un taux d'actualisation de 8 pour cent.

Résultats de la sensibilité des coûts d'opportunité de la main-d'oeuvre (en valeur courante en millions de $ 1984)

	Redressé pour toute la période	Redressé pour les années 1980 seulement	Aucun redressement
Recettes nettes	52	52	52
Redressement pour tenir compte du coût social d'opportunité de la main d'œuvre	52	51	0
Redressement pour tenir compte du coût social d'opportunité du change	32	32	32
Redressement pour tenir du coût social d'opportunité des impôts cachés	28	28	28
Redressement pour tenir compte des pertes de ressources et des coûts d'infrastructure	(1)	(1)	(1)
PROFITS NETS SOCIAUX	163	163	112

Annexe 8

(Licence EL-170 proposée)

Modalités de la licence d'exportation pour de l'énergie et de la puissance garantie — NSP

1. La présente licence entrera en vigueur le 1er mai 1993 et se terminera le 30 avril 2005.
2. La catégorie d'exportation entre service public autorisée par la présente est le transfert de vente de puissance et d'énergie garanties.
3. La puissance et l'énergie à exporter aux termes des présentes, doivent être acheminées par toute ligne internationale de transport d'électricité pour laquelle l'Office a délivré un certificat de commodité et de nécessité publiques en vigueur.
4. La quantité de puissance qui peut être exportée en vertu de la présente ne doit pas dépasser 500 MW.
5. La quantité d'énergie qui peut être exportée au cours d'une période quelconque de douze mois consécutifs pendant la durée de la présente licence, ne doit pas dépasser 3 405 GW.h.
6. La quantité d'énergie qui peut être exportée au cours d'un mois quelconque pendant la durée de la présente licence, ne doit pas dépasser 370 GW.h.
7. La détentrice de la licence ne doit pas exporter de puissance ou d'énergie selon la présente, lorsque, et dans la mesure où cette puissance ou énergie est nécessaire en vue d'approvisionner les exigences de charge garantie de la détentrice de la licence au Manitoba.
8. Le prix exigible par la détentrice de la licence pour les exportations effectuées aux termes des présentes comme transferts de vente, ne doit pas être inférieur au prix calculé selon les méthodes précisées dans le Contrat de puissance daté du 14 juin 1984, conclu entre la détentrice de la licence et Northern States Power Company (ci-après appelé le « Contrat de puissance »).
9. Les exportations de puissance et d'énergie aux termes des présentes, doivent respecter le Contrat de puissance, et la détentrice de la licence ne doit pas, sans avoir obtenu au préalable l'approbation de l'Office, modifier ou résilier le Contrat de puissance ni conclure d'entente en sus ou en remplacement dudit Contrat.
10. La détentrice de la licence doit, dans les 15 jours suivant la fin de chaque mois compris dans la durée de la présente licence, déposer auprès de l'Office un rapport dans la forme et selon les détails que l'Office peut exiger, établissant pour ce mois les informations relatives aux transactions effectuées en vertu de cette licence.

Annexe 9

Décision sur les motions préliminaires

Le 7 novembre 1984

L'Office entendait hier les représentations de M. Rosenbloom au nom de la Manitoba Keewatinowi Okimakanak, en ce qui concerne deux motions ou objections préliminaires à la requête de Manitoba Hydro qui se poursuit actuellement.

Les objections peuvent se résumer comme suit:

En premier lieu, la MKO prétendait que la Manitoba Energy Authority qui, avec Manitoba Hydro, était signataire de l'entente conclue avec Northern States Power, ne possédait pas l'autorité juridique de conclure un tel contrat. Par conséquent, poursuit M. Rosenbloom, le contrat actuellement devant l'Office est nul et l'audience ne devrait pas se poursuivre; et deuxièmement, à titre d'alternative, la MKO soutenait que, si Manitoba Energy Authority avait l'autorité de devenir signataire de l'entente en question, elle devrait être devant l'Office à titre de requérante dans l'audience actuelle.

La Northern Flood Committee Inc. et la Grand Rapids Special Forebay Committee Inc. appuyaient la motion de M. Rosenbloom tandis que l'Association des consommateurs du Canada (Manitoba) présentait des mémoires fondamentalement à l'appui de la demande de la MKO.

Manitoba Hydro et Saskatchewan Power se sont élevés contre la demande.

L'Office a étudié attentivement les mémoires de toutes les parties portant sur les objections préliminaires de la MKO. Les discussions de toutes les parties sont clairement inscrites dans la transcription d'hier et l'Office ne croit pas qu'il soit nécessaire de les répéter ici.

Les articles 81 et 2 de la Loi sur l'ONÉ fournissent la structure statutaire en vertu de laquelle l'Office a délibéré sur cette question.

L'article 81 de la Loi que plusieurs parties citaient hier, stipule en partie que:

> « sauf ce qui est autorisé sous le régime des règlements, une personne ne doit exporter ... de la force motrice ... que sous l'autorité et en vertu d'une licence délivrée selon la présente Partie. »

Ce qui signifie, bien entendu, la Partie VI de la Loi sur l'ONÉ. L'article 2 de la Loi définit le terme exportation, en ce qui concerne la force motrice, « le fait d'envoyer du Canada au moyen d'une ligne de fil métallique ou d'un autre conducteur de la force motrice produite au Canada. »

Manitoba Hydro n'est pas une nouvelle société devant l'Office comme requérante afin d'obtenir des licences d'exportation d'électricité aux termes de la Loi sur l'ONÉ, cette société a déjà été détentrice de telles licences pendant un certain temps. En vertu de la Manitoba Hydro Act, Manitoba Hydro continue à être le producteur et le transporteur principal d'électricité dans la province, qui possède des installations pour la production et le transport de puissance dans l'ensemble du Manitoba; elle a construit et elle exploite les diverses interconnexions en vertu desquelles elle vend de l'électricité aux provinces avoisinantes au Canada, et aux États des États-Unis.

Il n'y a rien devant l'Office qui puisse suggérer que la situation précédente, en ce qui concerne Manitoba Hydro, ait fondamentalement changée. Un facteur nouveau est que la MEA, constituée en vertu de la Manitoba Energy Authority Act en 1980, s'est ajoutée à la scène en vue d'agir fondamentalement comme un bras politique du gouvernement provincial dans le domaine de l'aménagement et de la commercialisation des ressources d'électricité. Le fait que la nouvelle agence, la MEA, soit engagée avec les représentants de la Manitoba Hydro pour négocier le contrat d'une vente de 500 mégawatts pendant douze ans à la Northern States Power n'est pas contesté.

Ce dont on discute est de savoir si la MEA a maintenant assumé un rôle qui fasse en sorte qu'elle partage maintenant avec Manitoba Hydro la fonction d'un exportateur réel d'électricité, particulièrement dans le dossier devant l'Office, en ce qui concerne l'exportation projetée à la Northern States Power.

Comme je le mentionnais précédemment, l'Office a étudié attentivement tous les arguments présentés par les parties à la présente audience. On a pris en considération, entre autres, de savoir si, dans le cas présent, une indication quelconque

existe à l'effet que la MEA a assumé ou assumera une position soit conjointement ou distinctement, à titre de propriétaire réel de l'électricité devant être exportée ou des installations par lesquelles on prévoit effectuer l'exportation.

D'après les informations qu'il dispose, l'Office a été incapable de conclure que la MEA est, d'une manière quelconque, dans une telle position.

Vu que l'Office a été incapable de tirer une telle conclusion, il a en outre été incapable de conclure que la MEA devrait, soit distinctement ou conjointement, être la détentrice de toute licence d'exportation que l'Office pourrait être disposé à octroyer en vertu de la Partie VI de la Loi sur l'ONÉ, en réponse à la requête devant lui.

Incapable d'en tirer une telle conclusion, l'Office a décidé que la MEA n'a pas besoin d'être une co-requérante dans l'audience actuelle. L'Office considère que Manitoba Hydro est la requérante appropriée dans les circonstances de la présente requête d'exportation.

L'Office reconnaît la préoccupation soulevée par la MKO de savoir si la MEA est un signataire approprié ou non de l'entente de vente avec NSP. Cependant, l'Office considère que cette préoccupation particulière n'est pas une question qu'il devrait tenter de régler dans le dossier actuel, ou en effet, qu'il doive régler, compte tenu de toutes les circonstances atténuantes.

L'Office adopte ce point de vue à la lumière du fait que l'exportation projetée est couverte par un contrat qui lie légalement l'acheteur, NSP, et la requérante, Manitoba Hydro, soit la partie qui produirait la puissance et la transporterait par ses installations jusqu'à la frontière internationale aux fins d'exportation. Si l'ajout de la MEA à titre de signataire de l'entente d'exportation est appropriée, ceci ne fait qu'ajouter à la vente l'assurance de l'engagement d'un organisme du gouvernement provincial. Bien que la capacité juridique de la MEA à conclure une telle entente soit discutable, ceci ne réduit pas, de l'avis de l'Office, l'engagement de la Manitoba Hydro à effectuer l'exportation. Indifféremment de la position légale de la MEA comme signataire du contrat, toute question se rapportant à l'exigence d'approbations provinciales de la présente vente projetée ou toute question en vue d'éclaircir les obligations des parties au contrat peuvent, bien entendu, se poursuivre dans le cadre de la présente audience. En considérant les témoins que prévoit appeler la requérante, l'Office prend note que les témoins du comité 1 devraient être en mesure de répondre aux questions de cette nature. L'Office est d'avis que ceci donnera aux parties une occasion suffisante d'être entièrement et équitablement entendues sur toutes les questions relatives au dossier.

À la lumière des motifs précédant, les motions de la MKO sont rejetées.